Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Petroleum Monitoring Agency Canada

L'industrie canadienne du pétrole

Examen de l'activité 1987

Premier semestre

Canada

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ

Premier semestre de 1987

AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER

CANADA

92-07564/

On peut se procurer des exemplaires à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1987
N° de cat. M27-22/1987-1F
ISBN 0-662-94634-0

Petroleum Monitoring Agency Canada
Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada

L'honorable Marcel Masse
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le présent rapport, qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz durant le premier semestre de 1987.

Au cours de cette période, l'industrie pétrolière s'est partiellement remise du ralentissement marqué de 1986. Les bénéfices nets ont augmenté de 1,8 milliard de dollars, une hausse de 148 % par rapport à la même période l'an dernier. Les ressources d'autofinancement de tous les secteurs d'activité ont augmenté de 18 % ou 4,7 milliards de dollars; montant inférieur aux 5,6 milliards de dollars atteints au premier semestre de 1985.

Au total, les dépenses de capital, évaluées à 2,9 milliards de dollars, ont diminué de 36 % par rapport à l'an dernier, où elles avaient été soumises aux pressions à la hausse des prix du pétrole de 1985. La lenteur de la reprise des activités de réinvestissement s'explique par la gravité des compressions de 1986, plus particulièrement les réductions d'effectif des secteurs des services, de l'exploration et de la mise en valeur et démontre qu'il faut beaucoup de temps pour accroître le niveau d'activité d'une industrie de cette envergure. L'incertitude persistante au sujet de l'évolution des prix du pétrole et du sort de Dome Petroleum a eu des effets sur les plans de dépenses en amont. La diminution des dépenses de capital, conjuguée à l'augmentation du fonds de roulement sous l'effet du prix du brut, a fait baisser le taux de réinvestissement de 98 % à 59 % des ressources d'autofinancement pendant le premier semestre de 1987.

Cependant, les dernières statistiques sur les ventes de terrains et l'utilisation des installations de forage montrent que les activités de réinvestissement ont enregistré un creux durant le premier semestre de 1987 et qu'elles rebondiront au cours du second semestre. Selon les conclusions de notre examen continu des plans de dépenses des entreprises, il est permis de croire que les taux de réinvestissement dépassent les 70 % pour l'ensemble de l'année.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma haute considération.

George A. Reinecke

George A. Reinecke
Directeur de la surveillance

Le 4 décembre 1987

Canada

NOUVEAUTÉS ET PARTICULARITÉS

Nous tenons à vous signaler que l'Examen de l'activité du premier semestre renferme quelques nouveaux renseignements et que ce rapport devrait être lu sous toutes réserves.

NOUVEAUTÉS

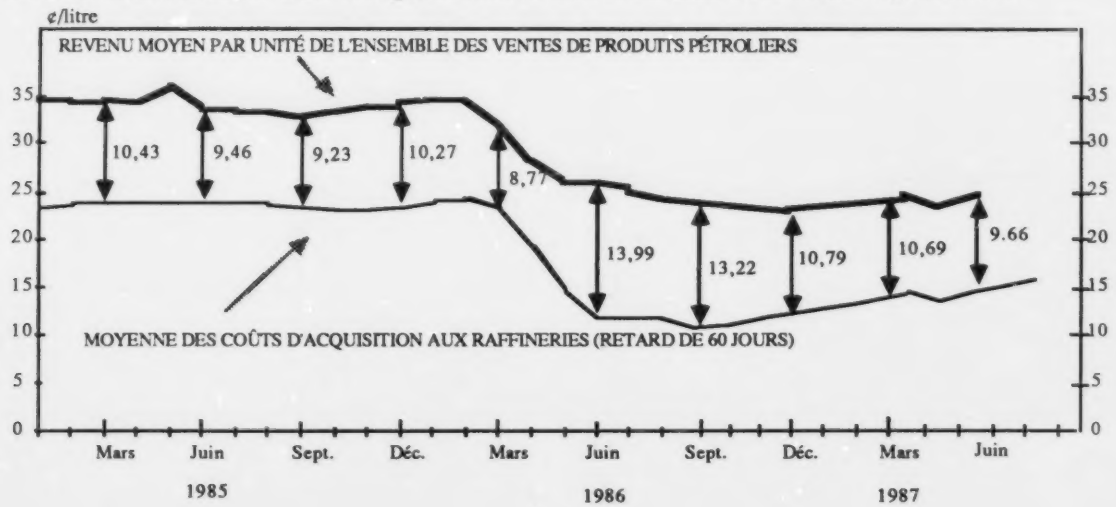
- La présentation du Chapitre 6 du rapport, intitulé **Données relatives à l'impôt sur le revenu**, diffère de celle des années antérieures. L'Agence a obtenu de l'industrie des données sur le rapprochement des bénéfices comptables et du revenu imposable (équivalant à la formule T2S(1) de Revenu Canada) pour l'année 1986. Des données semblables pour 1985 n'ayant pu être obtenues, aucune comparaison avec les données de cette période n'a pu être effectuée.

PARTICULARITÉS

- La déréglementation de la tarification du gaz naturel a fait chuter le prix du gaz naturel. Celui-ci est passé d'environ 85 $ par millier de mètres cubes au premier semestre de 1986 à 61 $ par millier de mètres cubes pendant la même période en 1987. La perte de revenus de l'industrie au premier semestre de 1987 se chiffrait à 780 millions de dollars par rapport au premier semestre de 1986.

- En 1986, la différence entre la moyenne des prix des produits raffinés (taxes de vente provinciales non comprises) et celle des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries a varié entre 8,8 et 14 cents par litre. Cet écart est surtout dû à la baisse marquée des prix du brut. Au premier semestre de 1987, les coûts d'acquisition du brut se sont stabilisés et l'écart s'est rétabli à environ 10 cents par litre, ce qui a donné lieu à un rendement moyen sur le capital utilisé de 6,5 %, juste en dessous du taux de 6,7 % pour l'ensemble de 1986 (Annexe A-10).

COÛTS CANADIENS DES ACQUISITIONS CONTRE LES PRIX DES PRODUITS



SOURCE: **Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole**

Suite

- Au cours du premier semestre de 1987, l'industrie canadienne du pétrole a connu des remaniements importants à la suite d'un certain nombre de prises de contrôle et de fusions. Voici les plus importantes de ces transactions:
  - Encor Energy Ltd. s'est portée acquéreur d'Aberford Resources Ltd.
  - United Coal (Canada) Ltd. a acheté Star Oil and Gas Ltd.
  - Westcoast Transmission Company Limited a fait l'acquisition d'un bloc de contrôle de la Canadian Roxy Petroleum Ltd. ainsi que des installations pétrolières et gazières d'AGIP Canada Ltd. dans l'Ouest canadien.
  - Saskatchewan Oil and Gas Corporation s'est portée acquéreur de Thomon-Jensen Energy Ltd.
  - Husky Oil Ltd. est devenue une société privée appartenant indirectment à Nova Corporation (43 %), à Hutchison Whampoa Ltd. et Hong Kong Electric Holdings Ltd. de Hong Kong (43 %), à T.K. Li (9 %) et à la Banque de Commerce Canadienne Impériale (5%)
  - Sulpetro Ltd. a fait faillite. La compagnie pétrolière Impériale Limitée a par ailleurs annoncé qu'elle avait l'intention d'acheter les actifs de la société.
  - Gulf Canada Limitée a été remplacée par trois sociétés publiques: Ressources Gulf Canada Inc., Abitibi-Price Inc. et G.W. Utilities Ltd.
  - Renaissance Energy Ltd. a acquis une participation majoritaire dans Emir Oils Ltd.

- L'Annexe A-1 intitulée Revue de l'année, récapitule les faits saillants.

- De nombreuses statistiques figurant dans le corps du texte ont été arrondies pour en faciliter la lecture. Cependant, les changements de pourcentage ont été calculés au moyen de chiffres précis présentés à l'Annexe B.

- Bien que 130 sociétés aient présenté leur rapport à l'ASSP (en voir la liste au dos de la couverture), le présent rapport n'est basé que sur 122 d'entre elles. Dix sociétés sont exclues à cause du manque de données comparables pour l'année précédente.

L'EXAMEN DE L'ACTIVITÉ
TABLE DES MATIÈRES
(premier semestre de 1987)

	Page
RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS	i
1 - RENDEMENT FINANCIER	1-1
ACTIVITÉ GLOBALE: BÉNÉFICES NETS ET RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	1-1
SECTEUR AMONT	1-8
SECTEUR AVAL	1-9
AUTRES ACTIVITÉS AU CANADA	1-11
ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER	1-11
2 - SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS	2-1
VUE D'ENSEMBLE	2-1
SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS (BRUTES)	2-2
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	2-3
SUBVENTIONS DU PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT DU SECTEUR PÉTROLIER	2-4
DÉPENSES DE CAPITAL	2-5
TAUX DE RÉINVESTISSEMENT	2-7
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	2-9
3 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES	3-1
COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS	3-1
DÉPENSES DE CAPITAL	3-2
4 - MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE: 1986 ET 1985	4-1
5 - STRUCTURE DU CAPITAL: 1986 ET 1985	5-1
DETTE À LONG TERME	5-2
AVOIR PROPRE	5-3
6 - DONNÉES RELATIVES À L'IMPÔT SUR LE REVENU: 1986 ET 1985	6-1
REVENU IMPOSABLE ET IMPÔTS SUR LE REVENU EXIGIBLES	6-1
CONCILIATION DU REVENU COMPTABLE ET DU REVENU IMPOSABLE	6-2
RÉSERVES D'IMPÔT RESTANTES	6-3
DÉPENSES FISCALES	6-3
7 - ACTIVITÉS DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT: 1986 ET 1985	7-1
DÉPENSES DE R-D INTERNE	7-1
DÉPENSES DE R-D EXTERNE	7-2

LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

Tableau		Page
1	Aperçu de l'activité globale	1-1
2	Bénéfices nets par secteur et par segment	1-2
3	Taux de rendement par secteur et par segment	1-4
4	Bénéfices nets par groupe de sociétés	1-6
5	Rendement financier par secteur	1-7
6	Marges bénéficiaires brutes: raffinage et commercialisation	1-10
7	Sources et affectations de fonds (nettes)	2-1
8	Catégories choisies des sources et affectations de fonds	2-2
9	Ressources d'autofinancement, par secteur et par segment	2-3
10	Subventions du PESP et du PCEEMV par région et par secteur	2-4
11	Dépenses de capital	2-5
12	Comparaison des dépenses de capital - Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	3-2
13	Structure du capital par secteur: 1986 et 1985	5-1
14	Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles	6-1
15	Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable: 1986	6-2
16	Aperçu des dépenses fiscales	6-4
17	Dépenses de R-D externe au Canada et à l'étranger	7-2

Graphique		
1	Comparaison des frais d'intérêt et du revenu avant impôt	1-5
2	Production de pétrole et de gaz	1-8
3	Dépenses d'exploration au Canada	2-6
4	Taux de réinvestissement	2-8
5	Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets	2-9
6	Comparaison des bénéfices nets - Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	3-1
7	Mouvements internationaux de trésorerie associés à des investissements à long terme	4-1
8	Paiements d'intérêts et de dividendes à des non résidents	4-2
9	Sorties directes de fonds par rapport aux fluctuations de la participation et du contrôle	4-3
10	Composition de la dette à long terme de l'industrie	5-2
11	Composition de l'avoir propre de l'industrie	5-3
12	Dépenses de R-D interne par activité	7-1

ANNEXES

		Page
A	**DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Revue de l'année	A-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	A-2
3	Prix du gaz naturel canadien : 1974 à 1987	A-3
4	Prix du pétrole brut canadien : 1981 à 1987	A-4
5	Pétrole brut - Moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région et - Moyenne des coûts de transport à partir d'Edmonton	A-5
6	Moyenne des prix nets de certains produits du pétrole et catégories commerciales importants par région	A-6
7	Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés	A-7
8	Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment	A-8
9	Rapport des frais d'intérêt au revenu avant impôt	A-9
10	Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne	A-10
11	Taux de rendement : industrie pétrolière et autres industries	A-11
12	Ventilation des subventions du PESP et du PCEEMV, par région et par type de dépenses	A-12
13	Puits achevés et mètres de forage au Canada	A-13
14	Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	A-14
15	Taux de réinvestissement	A-15
16	Paiements de dividendes	A-16
17	Mouvements internationaux de trésorerie en 1986	A-17
18	Capital utilisé, par élément de capital	A-18
19	Déductions de l'année en cours et réserves fiscales restantes	A-19
B	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et des dépenses	B-1
2	Rendement financier par secteur d'activité	B-8
3	Sources et affectations de fonds	B-11
4	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	B-12
5	Dépenses de capital, par activité	B-13
6	Bilan	B-14
7	Volume et valeur de la production	B-15
8	Frais d'exploitation en amont et redevances	B-16
9	Détermination du revenu imposable d'après l'état de contrôle de toutes les activités au Canada: 1986	B-17
10	Détermination du revenu imposable de l'industrie en amont d'après l'état de contrôle: 1986	B-19
C	**GLOSSAIRE**	C-1
D	**MANDAT DE L'ASSP**	D-1

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS

RENDEMENT FINANCIER

L'ACTIVITÉ GLOBALE

- Bénéfices: Les bénéfices nets de toutes les activités ont augmenté de 1,1 milliard de dollars (148 %) pour atteindre 1,8 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1987 par rapport à la même période en 1986 où ils n'avaient été que de 720 millions de dollars, le plus bas niveau des dernières années. Le raffermissement partiel des prix du brut, l'abolition de la TRPG, la diminution des taux de redevances provinciaux et des exemptions temporaires du versement de redevances, la baisse des frais d'intérêt et l'augmentation des marges bénéficiaires aval ont engendré une augmentation des bénéfices nets dans leur ensemble. Ces améliorations ont toutefois été neutralisées en partie par la baisse des recettes tirées du gaz naturel, et l'augmentation des taxes de vente et des droits d'accise sur les activitiés aval.

  Pendant le premier semestre de 1987, les ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités, qui ont aussi bénéficié de la réduction des dépenses, ont augmenté de 18 % (695 millions de dollars) pour atteindre les 4,7 milliards de dollars.

- Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 136 %, pour se chiffrer à 1,1 milliard de dollars, tous les secteurs d'activité ayant haussé leurs bénéfices.

  Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien ont totalisé 650 millions de dollars, soit une augmentation de 173 %. La situation de tous les secteurs d'activité, exception faite des activités aval, s'est améliorée. Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien étaient artificiellement élevés au premier semestre de 1986 en raison de la vente d'actifs du secteur aval. Sans celle-ci, les profits du secteur aval se seraient améliorés en 1987.

- L'avoir propre des actionnaires de l'industrie pétrolière a affiché un taux de rendement de 10,1 % au premier semestre de 1987 par rapport à 3,5 % pour la même période l'an dernier. Le taux de rendement annuel moyen par rapport à l'avoir propre sur cinq ans pour la période se terminant en juin 1987 s'est élevé à 4,8 % par rapport à 4 % pour la période de cinq ans précédente se terminant en décembre 1986. Le rendement du capital utilisé était de 6,5 % au premier semestre de 1987, comparativement à 4 % pour la même période en 1986.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

L'ACTIVITÉ AMONT

- Les recettes amont ont diminué de 8 %, passant à 8,6 milliards de dollars, à cause d'une baisse des recettes tirées du gaz naturel (chute de 28 %), touchées par le fléchissement des prix malgré l'augmentation de la production. L'augmentation des prix et de la production du pétrole brut ont en partie contrebalancé la baisse totale des recettes. Pour leur part, les bénéfices nets de l'activité amont ont augmenté de 69 % (470 millions de dollars), s'élevant ainsi à 1,2 milliard de dollars grâce à l'abolition de la TRPG ainsi qu'à la réduction des redevances et des frais d'exploitation. Les impôts plus élevés ainsi que la réduction exceptionnelle de 130 millions de dollars de la valeur d'actifs enregistrée au premier semestre de 1987 ont absorbé une partie de ces profits. Le taux de rendement du capital utilisé au début de 1987 était de 6,7 %, comparativement à 4,6 % pour la même période en 1986. Les ressources d'autofinancement amont ont augmenté de 13 % (380 millions de dollars) pour atteindre 3,4 milliards de dollars.

L'ACTIVITÉ AVAL

- Les recettes de l'activité aval ont diminué de 9 % pour s'établir à 13 milliards de dollars malgré l'augmentation des ventes, en raison de la baisse des prix des matières premières qui s'est traduite par une réduction du prix des produits. Au premier semestre de 1987, les bénéfices nets ont toutefois atteint 475 millions de dollars, soit une augmentation de 47 %, grâce à l'amélioration des marge bénéficiaires brutes et à une plus grande utilisation de la capacité (79 %). Le taux de rendement du capital utilisé a atteint 6,5 % au début de 1987 en comparaison de 2,1 % pour la même période en 1986. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 83 % pour s'élever à 960 millions de dollars.

SOURCES ET AFFECTATIONS DE FONDS

LES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

- Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont augmenté de 18 % pour atteindre les 4,7 milliards de dollars au premier semestre de 1987, les augmentations des ressources tirées de l'activité amont (13 %) et de l'activité aval (83 %) faisant plus que compenser la baisse de 43 % des activités "autres" au Canada et celle de 17 % de l'activité à l'étranger.

LES SOURCES EXTERNES DE FONDS

- Les apports externes nets ont totalisé 755 millions de dollars, soit 970 million de dollars de moins qu'au premier semestre de 1986. La nouvelle dette à long terme a dépassé de 400 millions de dollars les remboursements, tandis que les nouvelles participations, après les rachats, ont atteint 355 millions de dollars au premier semestre de 1987.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

AFFECTATIONS DISCRÉTIONNAIRES

- Au premier semestre de 1987, l'industrie a réduit de 29 % ses dépenses de capital nettes, passées ainsi à 2,8 millions de dollars par suite de la baisse des prix du brut. Les paiements de dividendes sont passés de 1,6 milliard de dollars à 705 millions de dollars pendant cette période. Le surplus de la catégorie "Toutes autres affectations" sur "Toutes autres sources" est attribuable aux prises de contrôle, cependant beaucoup moins considérables qu'au premier semestre de 1986. L'augmentation de 1,4 milliard de dollars du fonds de roulement au début de 1987 contraste nettement avec la réduction nette de 3 milliards de dollars enregistrée en 1986.

- Subventions du PESP et du PCEEMV: Les subventions totales sont passées de 595 millions de dollars au premier semestre de 1986 à 80 millions de dollars pour la même période en 1987. Ce revirement s'explique par l'élimination graduelle du PESP et le ralentissement des activités d'exploration.

LES DÉPENSES DE CAPITAL

- Les dépenses totales de capital au premier semestre de 1987 se chiffraient à 2,9 milliards de dollars, une réduction de 36 % par rapport à la même période en 1986. Ceci est le résultat de l'effet conjugué d'une diminution de 37 % des dépenses au Canada et d'une réduction de 18 % des dépenses à l'étranger. Les dépenses du secteur amont, représentant 75 % du total ont chuté de 42 % pour se chiffrer à 2,2 milliards de dollars.

- Les dépenses d'exploration au Canada de 1,1 milliard de dollars au premier semestre de 1987, étaient en baisse de 42 % par rapport à l'an dernier. Elles ont diminué de 21 % dans les provinces et de 79 % dans les terres du Canada. Ces dernières représentaient 13 % du total du premier semestre de 1987, en comparaison à 37 % en 1986. Les sociétés sous contrôle étranger ont réduit leurs dépenses de 23 % tandis que les sociétés sous contrôle canadien ont réduit les leurs de 51 %.

- Les dépenses aval, évaluées à 310 millions de dollars, ont augmenté de 17 % au premier semestre de 1987 par rapport à 1986. Des dépenses accrues pour les raffineries, les pipelines et les points de vente ont été plus que compensées par la baisse des sommes consacrées aux usines pétrochimiques.

LES TAUX DE RÉINVESTISSEMENT

- Les dépenses nettes de capital ont absorbé 59 % des ressources d'autofinancement de l'industrie au premier semestre de 1987, par rapport à 98 % durant la même période en 1986. Les dépenses de capital amont ont totalisé 60 % des ressources d'autofinancement tirées des activités amont, soit une baisse de 43 points de pourcentage par rapport au premier semestre de 1986.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

LES DIVIDENDES

- Les dividendes ont diminué de 56 % au premier semestre de 1987, n'atteignant que 705 millions de dollars. Les dividendes des sociétés sous contrôle canadien ont accusé une baisse de 26 %, ne s'élevant qu'à 240 millions de dollars et représentant un pourcentage du revenu net de 37 %. Les paiements faits par les sociétés sous contrôle étranger ont diminué de deux tiers, chutant à 465 millions de dollars; le pourcentage du revenu net des dividendes de ces sociétés a été de 41 %.

RENDEMENT COMPARATIF: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

LES BÉNÉFICES NETS

- Selon Statistiques Canada, les bénéfices nets que l'industrie pétrolière a tirés de ses activités au Canada, excluant les résultats des sociétés d'État, ont doublé pendant le premier semestre de 1987 pour atteindre 1,7 milliard de dollars, comparativement à une augmentation de 22 % pour toutes les autres industries non financières au Canada. Les bénéfices net réalisés par l'industrie pétrolière au début de 1987 représentent 17 % des bénéfices nets de toutes les industries non financières, contre un creux spectaculaire de 11 % survenu à la même période en 1986.

LES DÉPENSES DE CAPITAL

- Au premier semestre de 1987, les dépenses de capital de l'industrie pétrolière au Canada ont diminué de 39 % par rapport à 1986. Les dépenses de capital des autres industries non financières ayant augmenté de 10 % pour la même période, l'industrie pétrolière ne représentait que 16 % des dépenses de capital de l'industrie totale au premier semestre de 1987 en comparaison de 25 % pour la même période l'an dernier.

Les résumés qui suivent et les sections correspondantes du présent rapport comparent les données de 1986 aux données de 1985. Les données sous-jacentes n'étaient pas disponibles au moment où l'Examen de l'activité 1986 a été préparé.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (fin)

MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE: 1986 ET 1985

Les mouvements internationaux de trésorerie associés aux mouvements de capitaux à long terme au sein de l'industrie pétrolière du Canada se sont soldés par des sorties nettes de capitaux de 4,5 milliards de dollars au cours de 1986, surtout en raison de l'augmentation des paiements de dividendes et des prises de contrôle. Des paiments d'intérêts et de dividendes de 575 millions de dollars et 1,4 milliard de dollars, respectivement, combinés à des paiements de 200 millions de dollars pour services rendus à l'entreprise, ont entraîné des sorties nettes du compte courant de 2,2 milliards de dollars. L'augmentation des paiements de dividendes à l'extérieur du Canada (1,4 milliard de dollars en 1986 comparativement à 645 millions de dollars en 1985), qui est attribuable à deux importants paiements de dividendes par des entreprises sous contrôle étranger, est expliquée en détail dans l'Examen de l'activité en 1986.

STRUCTURE DU CAPITAL : 1986 ET 1985

À la fin de 1986, le capital utilisé dans l'industrie pétrolière au Canada était de 62,6 milliards de dollars, contre 65,6 milliards de dollars en 1985. Cette baisse est largement attribuable aux pertes nettes considérables de l'industrie, qui ont réduit les bénéfices non répartis. La dette à long terme et l'avoir propre représentaient respectivement 40 % et 60 % de la composition du capital de l'industrie. L'avoir propre de l'industrie était inférieur de 3 points de pourcentage à celui de l'année précédente.

DONNÉES RELATIVES À L'IMPÔT SUR LE REVENU: 1986 ET 1985

Le bénéfice imposable de l'industrie pétrolière a diminué de 63 %, passant de 7,5 milliards de dollars en 1985 à 2,8 milliards de dollars en 1986. L'impôt fédéral et provincial exigible a chuté de 73 % (2 milliards de dollars) pour se chiffrer à 760 millions de dollars en 1986.

ACTIVITÉS DE RECHERCHE - DÉVELOPPEMENT : 1986 ET 1985

L'industrie pétrolière a affecté 244 millions de dollars à la recherche-développement (R-D) en 1986, soit une baisse de 27 % par rapport à 1985. Les dépenses de R-D interne étaient de 167 millions de dollars en 1986, comparativement à 256 millions de dollars en 1985. Les travaux de R-D contractuels se sont chiffrés à 77 millions de dollars, soit une baisse de 4 % par rapport à 1985.

1 - RENDEMENT FINANCIER

ACTIVITÉ GLOBALE: BÉNÉFICES NETS ET RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les bénéfices nets tirés de l'activité globale ont augmenté de 1,1 milliard de dollars (148 %) pour atteindre 1,8 milliard de dollars au premier semestre de 1987 par rapport à la même période en 1986 où il n'avaient été que de 720 millions de dollars, le plus bas niveau des dernières années enregistré pour un semestre. Le raffermissement partiel des prix du pétrole brut, l'abolition de la TRPG ainsi que la diminution des taux de redevances provinciaux et des exemptions temporaires du versement de redevances ont engendré une augmentation de 69 % (475 millions de dollars) des bénéfices nets tirés des activités amont. Ceux-ci ont atteint 1,2 milliard de dollars au premier semestre de 1987. L'augmentation du volume de ventes et l'amélioration des marges bénéficiaires ont fait passer à 475 millions de dollars les bénéfices du secteur aval, soit une augmentation de 47 % (150 millions de dollars). Les autres activités au Canada se sont remises d'une perte de 265 millions de dollars (en raison d'une réduction de la valeur d'actifs) enregistrée au premier semestre de 1986 et ont réalisé un profit de 130 millions de dollars pour la même période en 1987. L'activité à l'étranger s'est aussi améliorée, passant d'une perte de 25 millions de dollars au premier semestre de 1986 à un profit de 25 millions de dollars au début de 1987.

Les ressources d'autofinancement de l'industrie tirées de l'ensemble des activités sont passées à 4,7 milliards de dollars, soit une augmentation de 18 % (695 millions de dollars). Celle-ci est attribuable à:

- l'augmentation du volume de ventes des produits du secteur aval et l'amélioration des marges;
- la baisse des taux de redevances provinciaux et l'abolition de la TRPG:
- l'augmentation de la production et des prix du pétrole brut; et
- la baisse des taux d'intérêt.

Ces facteurs positifs ont été en partie neutralisés par la baisse des prix du gaz naturel, l'augmentation des taxes de vente d'accise reportées sur les activités du secteur aval (hausse de 30 %) ainsi que l'augmentation de 60 % de l'impôt sur le revenu courant dans son ensemble, porté à 770 millions de dollars au premier semestre de 1987.

Tableau 1. APERÇU DE L'ACTIVITÉ GLOBALE[a]

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de dollars			(%)
RECETTES TOTALES	25,8	23,6	(2,2)	(9)
moins: Frais d'exploration	4,5	4,3	(0,2)	(4)
Frais d'intérêt	1,4	1,2	(0,2)	(12)
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	3,8	3,4	(0,4)	(10)
Autres dépenses en espèces	11,7	9,2	(2,5)	(21)
Impôt sur le revenu - fédéral	0,4	0,7	0,3	46
- provincial	-	0,1	0,1	252
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	**4,0**	**4,7**	**0,7**	**18**
moins: Réductions de la valeur de l'actif[b]	2,7	2,4	(0,3)	(11)
Impôts reportés	0,2	0,4	0,2	65
Gains inhabituels (pertes)	(0,3)	(0,1)	0,2	-
BÉNÉFICES NETS	**0,7**	**1,8**	**1,1**	**148**

NOTA: (a) Les chiffres ayant été arrondis, le total peut ne pas être exact. Pour une ventilation détaillée par secteur d'activité, voir le tableau 5 (page 1-7).

(b) La rubrique "réduction de la valeur de l'actif" comprend les frais non monétaires et les dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées aux activités courantes.

a. Bénéfices nets par secteur

Les bénéfices nets de l'industrie dans son ensemble ont augmenté de 148 %, pour passer de 720 millions de dollars à 1,8 milliard de dollars au premier semestre de 1987, les sociétés sous contrôle étranger enregistrant une hausse de 136 % de leurs bénéfices nets, évalués à 1,1 milliard de dollars, et les sociétés sous contrôle canadien, une hausse de 173 %.

Le renchérissement des prix du pétrole brut et l'abolition de la TRPG ont favorisé l'augmentation des bénéfices nets des deux groupes de contrôle. La baisse des coûts d'exploitation et des frais d'intérêt ont aussi contribué à l'augmentation des profits des sociétés sous contrôle canadien, qui ont passé de 240 millions de dollars à 650 millions de dollars. La hausse des impôts courants et reportés a absorbé une partie de ces gains. L'amélioration des bénéfices des activités du secteur amont et des activités "autres" a aussi été contrebalancée par la diminution de 29 % des profits du secteur aval, qui n'ont atteint que 160 millions de dollars au premier semestre de 1987. Toutefois, n'eut été les bénéfices tirés de la vente d'actifs au premier semestre de 1986, le secteur aval aurait enregistré une augmentation de ses bénéfices au début de 1987. Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle canadien de tous les secteurs d'activité ont augmenté de 20 % (340 millions de dollars), pour atteindre 2 milliards de dollars au premier semestre de 1987 par rapport à 2,7 milliards de dollars pour la même période en 1985.

Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 136 % au premier semestre de 1987, pour se chiffrer à 1,1 milliard de dollars. La réduction exceptionnelle de plus de 250 millions de dollars de la valeur des actifs au premier semestre de 1986, du remboursement de la dette à taux d'intérêt élevé et des programmes de réduction des effectifs, ne se sont pas répétés au début de 1987. Les bénéfices nets avant les profits extraordinaires ont augmenté de 54 % en ce premier semestre de 1987. Tous les secteurs d'activité des sociétés sous contrôle étranger se sont améliorés, mais l'augmentation la plus considérable a été constatée dans les secteurs aval et amont qui ont tous deux réalisé des bénéfices nets de plus de 200 millions de dollars. Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 15 % pour atteindre 2,6 milliards de dollars, presque le même niveau du premier semestre de 1985.

Tableau 2. BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR ET PAR SEGMENT

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	0,2	0,4	0,2	97
Aval	0,2	0,2	-	(29)
Autres[a]	(0,2)	0,1	0,3	-
Total des sociétés sous contrôle canadien	**0,2**	**0,6**	**0,4**	**173**
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	0,5	0,8	0,3	57
Aval	0,1	0,3	0,2	216
Autres[a]	(0,1)	0,1	0,2	-
Total des sociétés sous contrôle étranger	**0,5**	**1,1**	**0,6**	**136**
TOTAL DE L'INDUSTRIE	**0,7**	**1,8**	**1,1**	**148**

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et des autres activités au Canada. Pour plus de détails, voir l'Annexe A-8 et le Tableau 1 de l'Annexe B.

b. Taux de rendement[1]

Rendement de l'avoir propre

L'avoir propre des actionnaires de l'ensemble de l'industrie pétrolière canadienne a affiché un taux de rendement de 10,1 % au cours du premier semestre de 1987, comparativement à 3,5 % pour la même période en 1986. Cette augmentation de la rentabilité est attribuable au raffermissement partiel des prix du pétrole brut et aux améliorations des activités du secteur aval. Pour les sociétés sous contrôle canadien, le taux de rendement était de 7,6 % tandis qu'il atteingnait 12,5 % pour les sociétés sous contrôle étranger. Le taux moyen de rendement de l'avoir propre pour la période de cinq ans se terminant en juin 1987 s'est élevé à 4,8 % par rapport à 4 % en décembre 1986 (Annexe A-10).

Rendement du capital utilisé

Le rendement du capital utilisé par l'industrie pétrolière canadienne était de 6,5 % au premier semestre de 1987 par rapport à 4 % en 1986; ceci est en grande partie attribuable à la hausse des prix du pétrole brut et des marges bénéficiaires du secteur aval. Le taux moyen de rendement du capital utilisé a été de 4,6 % pour la période de cinq ans se terminant en juin 1987 comparativement à 4,4 % à la fin de 1986. Au premier semestre de 1987, le rendement du capital utilisé dans le secteur amont a atteint un taux de 6,7 % comparativement au 4,6 % du premier semestre de 1986 tandis que le rendement du capital utilisé en aval s'est élevé à 6,5 % par rapport à 2,2 % à la même période l'an dernier.

Au premier semestre de 1987, les sociétés sous contrôle étranger ont obtenu un taux de rendement de 8,2 % sur le capital utilisé dans l'ensemble des activités, soit une augmentation par rapport aux 4,2 % de 1986. Pour sa part, le taux de rendement sur le capital utilisé en amont est passé de 5,3 % à 8,9 %.

Au premier semestre de 1987, le taux de rendement du capital utilisé des sociétés sous contrôle canadien a atteint 5,3 %, une augmentation par rapport aux 4 % de la même période en 1986. Le taux de rendement du capital utilisé en amont a été de 5,2 % par rapport à 4,2 % au premier semestre de 1986.

---

(1) Les taux de rendement sont calculés à partir des données fournies directement à l'ASSP par les sociétés déclarantes. L'Annexe D-3 compare ces taux (Annexe A-10) avec ceux obtenus à partir de données de Statistique Canada (Annexe A-11).

Tableau 3. TAUX DE RENDEMENT PAR SECTEUR ET PAR SEGMENT

(premier semestre)

	Contrôle canadien		Contrôle étranger		Ensemble de l'industrie	
	1986	1987	1986	1987	1986	1987
	(%)					
RENDEMENT DE L'AVOIR PROPRE						
Activité globale	2,2	7,6	5,0	12,5	3,5	10,1
Activité au Canada	2,7	8,1	5,0	12,3	3,8	10,3
RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ						
Activité globale	4,0	5,3	4,2	8,2	4,0	6,5
Activité au Canada	4,3	5,6	4,2	8,3	4,3	6,7
Activité amont	4,2	5,2	5,3	8,9	4,6	6,7
Activité aval[a]	0,4	4,5	3,3	8,0	2,2	6,5

NOTA: (a) Dans ce tableau, l'activité aval ne désigne que les activités relatives aux produits pétroliers, c.-à-d. à l'exclusion des activités reliées aux produits pétrochimiques et des autres activités aval.

c. Taux de couverture de l'intérêt[1]

Le revenu avant impôt, les postes extraordinaires et les intérêts payés ont été 3,3 fois supérieur à l'intérêt total, aussi bien capitalisé que payé. Ce rapport était de 2,1 fois au premier semestre de 1986. L'augmentation marquée du taux de couverture de l'intérêt est attribuable à l'augmentation des bénéfices des secteurs aval et amont combinée à une diminution de 14 % des frais d'intérêt en général.

Les bénéfices nets avant impôt et intérêts des sociétés sous contrôle canadien ont été de 1,9 milliard de dollars au premier semestre de 1987, soit une hausse de 40 % par rapport aux 1,4 milliard de dollars atteint en 1986. Par contre, les frais d'intérêt ont diminué de 20 %, passant de 1,2 milliard de dollars au premier semestre de 1986 à 935 millions de dollars cette année. Par conséquent, le taux de couverture de l'intérêt est passé de 1,2 fois au premier semestre de 1986 à 2,1 fois au début de 1987.

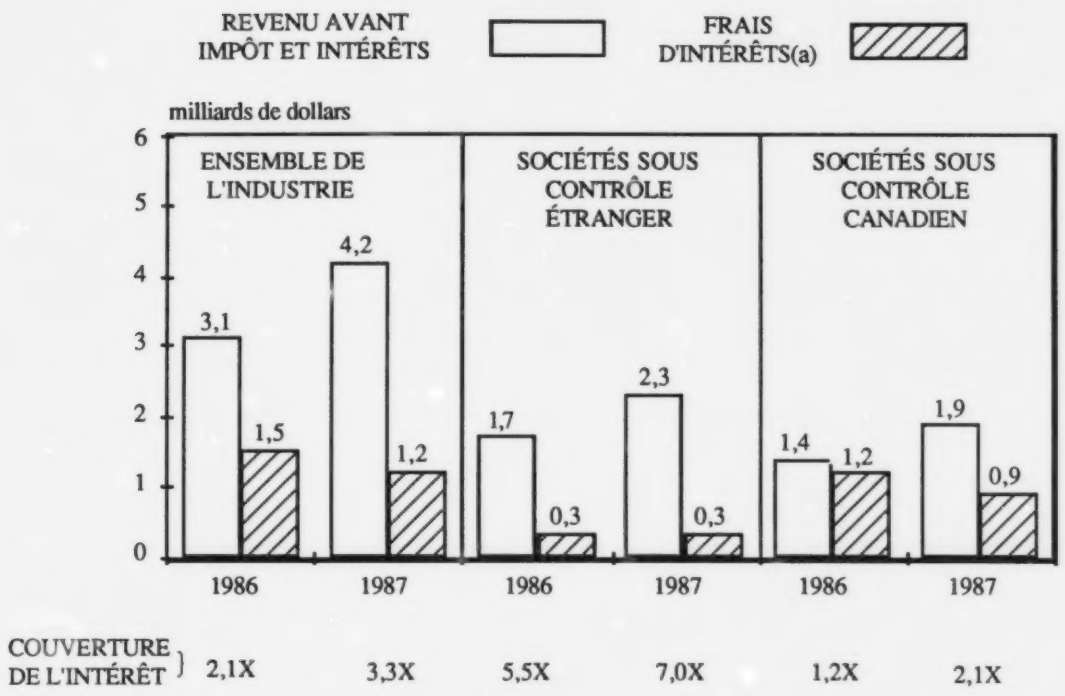
Le taux de couverture de l'intérêt des sociétés sous contrôle étranger a également augmenté, atteingnant 7 fois au premier semestre de 1987 par rapport à 5,5 fois en 1986. Cette amélioration s'explique par l'augmentation de 32 % des bénéfices nets avant impôt et intérêts des sociétés, malgré la hausse de 5 % des frais d'intérêt.

---

(1) L'analyse des frais d'intérêt porte sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné qu'il n'existe pas d'uniformité et de cohérence dans la façon dont les sociétés répartissent les frais d'intérêt entre les différents secteurs, c'est-à-dire l'activité amont, l'activité aval et les autres activités au Canada et à l'étranger.

Graphique 1. COMPARAISON DES FRAIS D'INTÉRÊT ET DU REVENU AVANT IMPÔT

(premier semestre)



NOTA: (a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt payés et capitalisés. Pour plus de détails, voir l'Annexe A-9.

d. Bénéfices nets par groupe de sociétés

Sociétés intégrées et raffineurs

Quatorze sociétés regroupées dans la catégorie "sociétés intégrées et raffineurs" sont à l'origine de la presque totalité des recettes du secteur aval et de 33 % des activités du secteur amont. Les bénéfices nets de ce groupe se sont élevés à 980 millions de dollars au premier semestre de 1987, en raison de recettes plus élevées dans le secteur aval, passées de 85 millions de dollars à 435 millions de dollars, et des bénéfices nets deux fois plus élevés du secteur amont totalisant 515 millions de dollars.

Les bénéfices nets des autres activités au Canada ont augmenté de 90 millions de dollars comparativement à une perte de 75 millions de dollars au premier semestre de 1986, pour réaliser un gain de 15 millions de dollars au début de 1987. Comme les pertes extraordinaires de 160 millions de dollars liées aux activités de société enregistrées au premier semestre de 1986 ne se sont pas répétées, les bénéfices nets se sont améliorés en 1987.

Producteurs de pétrole et de gaz

Le raffermissement partiel des prix du pétrole brut n'a pas suffi à compenser la chute des prix du gaz naturel. Ainsi, les recettes brutes amont des producteurs de pétrole et de gaz ont diminué de 11 %, passant de 6,5 milliards de dollars à 5,8 milliards de dollars au premier semestre de 1987 (Annexe B, Tableau 1). Par ailleurs, l'abolition de la TRPG ainsi que la baisse des taux de redevance et des frais d'exploitation ont fait passer les bénéfices nets du secteur amont à 640 millions de dollars au premier semestre de 1987, soit une augmentation de 57 % par rapport à la même période l'an dernier. Les bénéfices nets de l'activité aval de ce groupe ont accusé une baisse, n'atteignant que 40 millions de dollars par rapport aux 235 millions de dollars enregistrés au premier semestre de 1986, ce dernier montant ayant été augmenté par des gains réalisés sur la vente d'actifs. Pour leur part, les autres activités des producteurs au Canada ont enregistré une augmentation de profits de 300 millions de dollars attribuable à la hausse des bénéfices tirés de l'avoir propre et à la vente d'actifs. Les bénéfices nets totaux ont presque doublé, atteignant 805 millions de dollars au premier semestre de 1987.

Tableau 4. BÉNÉFICES NETS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
SOCIÉTÉS INTÉGRÉES ET RAFFINEURS				
Amont	0,3	0,5	0,2	87
Aval	0,2	0,4	0,3	404
Autres[(a)]	(0,1)	-	0,1	-
Total des sociétés intégrées et raffineurs	**0,3**	**1,0**	**0,7**	**239**
PRODUCTEURS DE PÉTROLE ET DE GAZ				
Amont	0,4	0,6	0,2	57
Aval	0,2	-	(0,2)	(84)
Autres[(a)]	(0,2)	0,1	0,3	-
Total des producteurs	**0,4**	**0,8**	**0,4**	**87**
TOTAL DE L'INDUSTRIE	**0,7**	**1,8**	**1,1**	**148**

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets provenant des activités à l'étranger et des activités "autres" au Canada. Pour plus de détails, voir le Tableau 1 de l'Annexe B.

Tableau 5. RENDEMENT FINANCIER PAR SECTEUR[a]

(premier semestre)

	AMONT				AVAL			
	1986	1987	Augmentation (Diminution)		1986	1987	Augmentation (Diminution)	
	- - en milliards de $ - -			(%)	- - en milliards de $ - -			(%)
RECETTES TOTALES	9,3	8,6	(0,7)	(8)	14,2	13,0	(1,2)	(9)
moins: Frais d'exploitation	2,5	2,2	(0,3)	(9)	1,6	1,6	-	5
Frais d'intérêt	0,8	0,7	(0,1)	(6)	0,1	-	(0,1)	(40)
Redevances, taxes	1,8	1,4	(0,4)	(24)	1,5	1,9	0,4	29
TRPG, TRPS, TGNLGN	0,4	-	(0,4)	-	-	-	-	-
Autres dépenses	2,4	2,1	(0,3)	(12)	10,8	8,6	(2,2)	(21)
REVENUS AVANT IMPÔT	**1,5**	**2,1**	**0,6**	**45**	**0,3**	**0,8**	**0,5**	**146**
moins: Impôts courants	0,5	0,6	0,1	32	0,1	0,3	0,2	334
Impôts reportés	0,2	0,2	-	(17)	(0,1)	0,1	0,2	-
Gains inhabituels (pertes)	-	(0,1)	(0,1)	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NETS	**0,7**	**1,2**	**0,5**	**69**	**0,3**	**0,5**	**0,2**	**47**
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	**3,0**	**3,4**	**0,4**	**13**	**0,5**	**1,0**	**0,5**	**83**

	ACTIVITÉS AUTRES AU CANADA[c]				ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER			
RECETTES TOTALES	1,4	1,3	(0,1)	(6)	0,8	0,7	(0,1)	(22)
moins: Frais d'exploitation	0,2	0,3	0,1	44	0,3	0,1	(0,2)	(46)
Frais d'intérêt	0,5	0,4	(0,1)	(15)	-	-	-	(50)
Autres dépenses	0,8	0,6	(0,2)	(20)	0,5	0,4	(0,1)	(20)
REVENUS AVANT IMPÔT	**(0,1)**	**-**	**0,1**	**-**	**-**	**0,1**	**0,1**	**205**
moins: Impôts courants	(0,1)	(0,2)	(0,1)	-	-	0,1	0,1	32
Impôts reportés	0,1	0,1	-	2	-	-	-	-
Gains inhabituels (pertes)	(0,2)	-	0,2	-	-	-	-	-
BÉNÉFICES NETS	**(0,3)**	**0,1**	**0,4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	**0,2**	**0,1**	**(0,1)**	**(43)**	**0,2**	**0,2**	**-**	**(17)**

NOTA: (a) Les pourcentages sont calculés à partir de données non arrondies, exposées au Tableau 1 de l'Annexe B.

(b) Les ressources d'autofinancement sont constituées de la somme des bénéfices nets, des impôts reportés et des frais non monétaires, tels la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement et les frais d'exploration et de mise en valeur imputés à la période visée par le rapport.

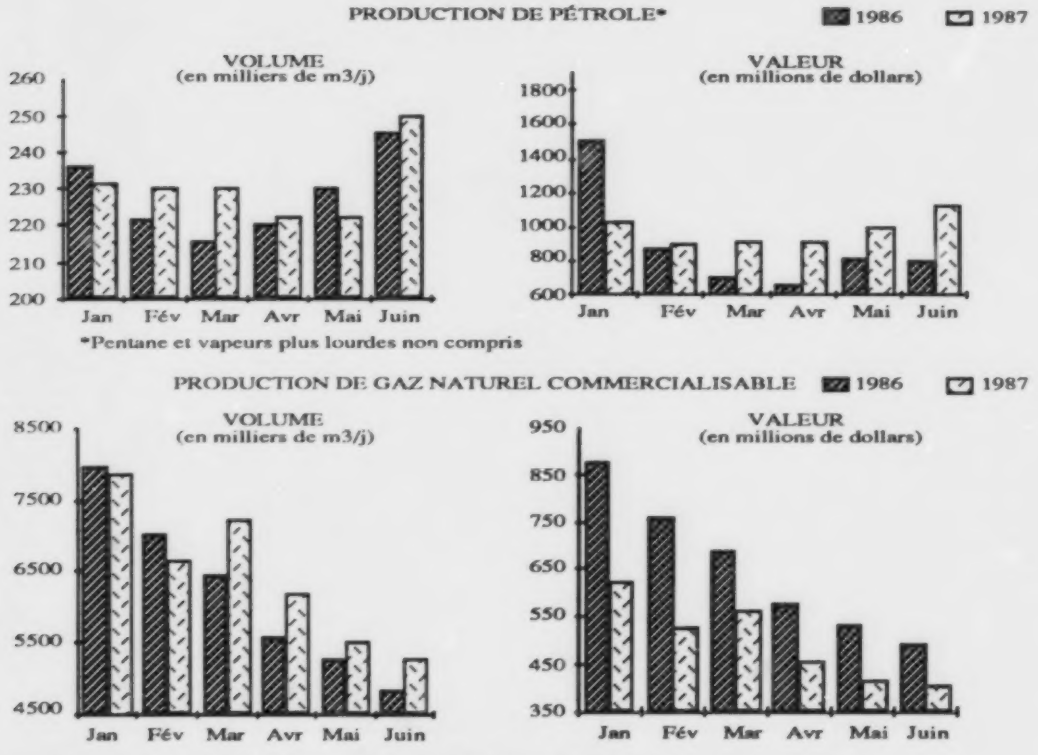
(c) Comprend les services de forage, les pipelines, l'extraction de charbon et d'uranium, l'extraction de métaux et les autres activités qui ne sont pas liées au pétrole.

SECTEUR AMONT

Les recettes du secteur amont se sont chiffrées à 8,6 milliards de dollars au premier semestre de 1987, soit une baisse de 8 % par rapport à la même période en 1986. Bien que les recettes tirées du pétrole brut aient continué de se rétablir (augmentation de 380 millions de dollars), tant au chapitre de la production (hausse de 2 %) que du prix, les recettes provenant de la vente de gaz naturel ont pour leur part diminué de 28 % (près de 780 millions de dollars) au premier semestre de 1987 en dépit d'une hausse de 4 % de la production (Tableau 2). Une baisse des ventes de soufre à l'étranger a en outre grandement contribué à la diminution des recettes de plusieurs sociétés.

Graphique 2. PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ

(premier semestre)



Sources: Oilweek, Juillet 1987; Canadian Natural Gas Focus; EMR - Direction du gaz naturel

Le prix de vente moyen du pétrole brut classique au premier semestre de 1987 était supérieur de 6 % au prix de la même période de 1986 (133 $ le mètre cube contre 125 $ le mètre cube). Les prix du gaz naturel ont diminué de 28 % au premier semestre de 1987 pour atteindre en moyenne 61 $ le millier de mètres cubes par rapport à 85 $ le millier de mètres cubes en 1986. Le prix moyen du gaz naturel exporté aux États-Unis a chuté d'environ 30 %. Cette chute est surtout due à la pression des prix du marché au comptant provenant des États-Unis.

Les bénéfices nets du secteur amont ont augmenté de 470 millions de dollars (69 %) pour atteindre 1,2 milliard de dollars au premier semestre de 1987. Cette augmentation est attribuable à l'abolition de la TRPG (baisse de 380 millions de dollars) ainsi qu'à la réduction des redevances et des frais d'exploitation (baisses de 435 millions de dollars et de 225 millions de dollars, respectivement). L'augmentation de 155 millions de dollars des impôts courants et la réduction extraordinaires de 130 millions de dollars de la valeur d'actifs au premier semestre de 1987 ont toutefois fait quelque peu contrepoids à ces réductions. Les ressources d'autofinancement totales du secteur amont ont affiché une hausse de 13 % (380 millions de dollars) pour atteindre 3,4 milliards de dollars.

Les sociétés sous contrôle canadien ont fait état d'une augmentation de 200 millions de dollars de leurs bénéfices nets au premier semestre de 1987, ceux-ci atteignant 405 millions de dollars en dépit d'une réduction extraordinaire de la valeur d'actifs totalisant 135 millions de dollars. Avant cette réduction, les bénéfices nets étaient de 540 millions de dollars, soit une augmentation de 162 % par rapport au niveau du premier semestre de 1986. Les profits du secteur amont des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 275 millions de dollars pour s'élever à 750 millions de dollars.

SECTEUR AVAL

a. Raffinage et commercialisation

Au premier semestre de 1987, les recettes du raffinage et de la commercialisation ont diminué de 9 % pour passer à 11,4 milliards de dollars, la baisse des prix des matières premières se traduisant par une réduction des prix des produits malgré l'augmentation des ventes. Le transfert aux produits de la hausse des taxes d'accise et de vente fédérales, qui ont augmenté de 30 % par rapport au premier semestre de 1986, a contrebalancé certaines baisses de prix liées au coût du pétrole brut. Le coût des produits vendus a diminué de 23 %.

Les bénéfices nets ont atteint 330 millions de dollars au premier semestre de 1987, ce qui représente une augmentation de 10 %. Celle-ci résulte de l'amélioration des marges bénéficiaires brutes de 1,1 cents par litre, comparativement à celles du premier semestre de 1986, due à une augmentation de 3 points de pourcentage de l'utilisation de la capacité de raffinage qui a atteint les 79 % au premier semestre de 1987. Cependant, une hausse des impôts courants, qui sont passés de 160 à 195 millions de dollars, a quelque peu neutralisé les améliorations. Les profits tirés de la vente d'actifs du secteur aval au premier semestre de 1986, déclarés comme étant des frais non monétaires négatifs, ont masqué le véritable niveau de rentabilité qui prévalait alors. Les ressources d'autofinancement du raffinage et de la commercialisation ont augmenté de 290 millions de dollars pour s'élever à 710 millions de dollars au premier semestre de 1987, soit une augmentation de 67 % par rapport à 1986. Cette augmentation témoigne clairement de l'amélioration de ce secteur d'activité.

Les marges bénéficiaires brutes, définies comme étant la différence entre la moyenne des bénéfices de la vente de produits et le coût des marchandises vendues, ont été de 6 cents par litre au premier semestre de 1987, soit une augmentation par rapport aux 4,9 cents par litre enregistrés en 1986. L'amélioration qui s'est produite au milieu de 1986 a été maintenue jusqu'à la fin du premier semestre de 1987. Enfin, les marges bénéficiaires du début de 1987 étaient égales à l'ensemble de 1986.

Tableau 6. MARGES BÉNÉFICIAIRES BRUTES: RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

(premier semestre)

	1986		1987		Augmentation (Diminution)
	millions de $	¢/l	millions de $	¢/l	¢/l
CHIFFRE D'AFFAIRES BRUT	12,249	32,22	11,195	28,23	(3,99)
Autres recettes	199	0,52	252	0,64	0,11
RECETTES TOTALES	**12,448**	**32,74**	**11,447**	**28,86**	**(3,88)**
Moins: Taxes d'accise et de vente fédérales	1,485	3,91	1,928	4,86	0,96
Coût des produits vendus	9,100	23,93	7,147	18,02	(5,91)
MARGES BÉNÉFICIAIRES BRUTES	**1,864**	**4,90**	**2,372**	**5,98**	**1,08**
Moins: Frais de commercialisation, de vente et d'administration	1,371	3,61	1,431	3,61	-
Revenu en espèces avant intérêts et impôts courants	**493**	**1,30**	**941**	**2,37**	**1,08**
Frais d'intérêt	44	0,12	36	0,09	(0,03)
Impôts courants	22	0,06	193	0,49	0,43
REVENU EN ESPÈCES APRÈS IMPÔTS COURANTS	**427**	**1,12**	**712**	**1,80**	**0,67**

b. Autres activités aval

Les bénéfices nets tirés des autres activités aval, surtout les activités liées à la pétrochimie, se sont élevés à 145 millions de dollars au début de 1987 par rapport à seulement 20 millions de dollars au premier semestre de 1986. Cette augmentation est principalement attribuable à la baisse de 21 % (265 millions de dollars) du coût des matières premières. Les ressources d'autofinancement internes ont augmenté de 154 % pour atteindre 245 millions de dollars (Annexe B, Tableau 2).

c. Total du secteur aval

Les recettes totales du raffinage, de la commercialisation et des autres activités aval ont diminué de 9 %, n'atteingnant que 13 milliards de dollars. Les bénéfices nets se sont élevés à 475 millions de dollars au premier semestre de 1987, comparativement à 320 millions de dollars en 1986, et les ressources d'autofinancement ont enregistré une hausse de 83 % (435 millions de dollars) pour atteindre 960 millions de dollars (Tableau 5, page 1-7).

AUTRES ACTIVITÉS AU CANADA

Ce secteur commercial, qui englobe les revenus et les dépenses de société, a réalisé un profit de 130 millions de dollars au premier semestre de 1987, comparativement à une perte de 265 millions de dollars au cours de la même période en 1986. Cette amélioration est attribuable au fait que les pertes extraordinaires de 210 millions de dollars enregistrées au premier semestre de 1986 ne se sont pas répétées; ces pertes ont été liées au rachat de débentures à taux d'intérêt élevé et aux programmes de réduction des effectifs. Par ailleurs, un profit exceptionnel de 30 millions de dollars a été enregistré en 1987. En outre, d'importantes recettes tirées de l'avoir propre ont été inscrites comme des frais non monétaires négatifs. Les ressources d'autofinancement, non touchées par les réductions de la valeur d'actif et les frais non monétaires, sont passées de 185 millions de dollars en 1986 à 105 millions de dollars au premier semestre de 1987.

Comme il a été mentionné dans les examens antérieurs de l'activité, bon nombre de sociétés imputent les opérations de financement et, par conséquent, les frais d'intérêt, au poste des "affaires de la société" qui, par définition, fait partie intégrante des "autres activités au Canada". Bien qu'un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leurs frais d'intérêt à d'autres secteurs, 34 % de tous les frais d'intérêt de l'industrie sont toujours imputés à ce secteur qui ne produit que 6 % du total des recettes.

ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER

Les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger ont augmenté, passant d'une perte de 25 millions de dollars au premier semestre de 1986 à un profit de 25 millions de dollars au début de 1987. Les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes sont surtout liées au pétrole et au gaz naturel. L'augmentation des bénéfices nets est en grande partie attribuable à la baisse prononcée des coûts d'exploitation qui sont passées de 255 millions de dollars à 115 millions de dollars.

2 - SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS[1]

VUE D'ENSEMBLE

Les fonds de l'industrie pétrolières ont, avant les "affectations discrétionnaires", diminué de 275 millions de dollars (5 %) pour n'atteindre que 5,4 milliards de dollars au premier semestre de 1987. L'augmentation de 695 millions de dollars des ressources d'autofinancement internes a été plus que neutralisée par la baisse des apports net externes qui ont diminués de 970 millions de dollars pour se chiffrer à 755 millions de dollars. La nouvelle dette à long terme a dépassé de 400 millions de dollars les remboursements, comparativement à 1 milliard de dollars au début de 1986. Le nouvel avoir propre, après les rachats, était de 355 millions de dollars au premier semestre de 1987. Il était évalué à 700 millions de dollars en 1986.

Au premier semestre de 1987, les dépenses de capital nettes ont chuté de 29 % pour passer à 2,8 milliards de dollars en raison de l'effet conjugué du ralentissement des activités en 1986 et de la détérioration des perspectives de réinvestissement découlant des prévisions actuelles concernant le prix du pétrole. Les paiements de dividendes ont aussi accusé une baisse, passant de 1,6 milliard de dollars à 705 millions de dollars. L'excédent de la catégorie "Toutes les autres affectations" sur "Toutes autres sources" est le résultat d'achats importants de biens d'autres sociétés ainsi que de prises de contrôle. Celle-ci ont toutefois été plus considérables en 1986 que les acquisitions plus modestes au premier semestre de 1987. La diminution nette du fonds de roulement de 3 milliards de dollars au premier semestre de 1986 contraste nettement avec l'augmentation de 1,4 milliard de dollars enregistrée en 1987 qui a largement renfloué l'encaisse.

Tableau 7. SOURCES ET AFFECTATIONS DE FONDS (NETTES)

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT				
Bénéfices nets avant les postes inhabituels	1,0	1,9	0,9	84
Frais non monétaires[a]	2,9	2,8	(0,1)	(5)
Ressources d'autofinancement	**4,0**	**4,7**	**0,7**	**18**
SOURCES EXTERNES NETTES				
Nouvelle dette à long terme, après les remboursements	1,0	0,4	(0,6)	(61)
Nouvel avoir propre après les rachats	0,7	0,4	(0,3)	(49)
Sources externes nettes	**1,7**	**0,8**	**(0,9)**	**(56)**
Sources nettes	**5,7**	**5,4**	**(0,3)**	**(5)**
AFFECTATIONS DISCRÉTIONNAIRES				
Dépenses de capital nettes	3,9	2,8	(1,1)	(29)
Paiements de dividendes	1,6	0,7	(0,9)	(56)
Autres affectations, après autres sources	3,2	0,6	(2,6)	(82)
Affectations nettes	**8,7**	**4,0**	**(4,7)**	**(54)**
AUGMENTATION (DIMINUTION) DU FONDS DE ROULEMENT	**(3,0)**	**1,4**	**4,4**	**-**

NOTA: (a) Comprend les impôts reportés, les dépenses d'exploration et de mise en valeur déduites du revenu courant ainsi que les autres frais non monétaires (dépréciation, épuisement et amortissement) n'éxigeant pas de mise de fonds pour la période visée.

---

(1) Les sources et affectations de fonds d'une entreprise individuelle sont communiquées à l'ASSP sur une base nette. Par exemple une entreprise contractant ou remboursant une dette n'indique que le montant net. Le même principe s'applique aux changements intervenant dans la participation, le fonds de roulement et les autres sources et affectations de fonds. Pour l'ensemble de l'industrie, l'ASSP additionne les montants nets afin d'établir le retrait net ou la contribution nette de fonds à d'autres secteurs de l'économie. Cependant, afin de permettre au lecteur de faire la distinction entre la nouvelle dette à long terme et le remboursement de la dette, l'ASSP indique ces montants séparément à la page 2-2.

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS (BRUTES)

Au premier semestre de 1987, les fonds autres que ceux des ressources d'autofinancement internes ont continué de provenir de diverses sources et ont largement contrebalancé les affectations connexes. La nouvelle dette à long terme est passé de 1,6 milliard de dollars à 650 millions de dollars, et le remboursement de la dette a été réduit de 2 % (25 millions de dollars), totalisant 1,2 milliard de dollars en 1987. L'émission de nouvelles actions a accusé un repli de 215 millions de dollars pour s'établir à 645 millions de dollars, tandis que les réductions de l'avoir propre se sont élevées à 290 millions de dollars en 1987, par rapport à 130 millions de dollars l'année précédente. Les augmentations du fond de roulement rapportées individuellement, de 2,3 milliards de dollars au premier semestre de 1987-soit une hausse de 1,6 milliard de dollars par rapport aux 675 millions de dollars atteints en 1986-ont été attribuables à la réduction des dépenses de capital et des paiements de dividendes. Les réductions du fonds de roulement se sont chiffrées à 935 millions de dollars au premier semestre de 1987 par rapport à 3,7 milliards de dollars en 1986. La diminution des apports de "Toutes autres affectations" s'explique par le moins grand nombre de prises de contrôle au premier semestre de 1987, qu'à la même période l'an dernier.

Les dépenses de capital brutes nettes, la plus grande composante de la catégorie "affectations de fonds" ont chuté de 29 % (1,1 milliard de dollars) pour s'établir à 2,8 milliards de dollars (pour plus de détails, voir la page 2-5).

Tableau 8. CATÉGORIES CHOISIES DES SOURCES ET AFFECTATIONS DE FONDS[a]

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
Nouvelle dette à long terme[b]	2,2	1,6	(0,6)	(29)
Remboursement de la dette à long terme[d]	1,2	1,2	-	(2)
Dette à long terme, nette	**1,0**	**0,4**	**(0,6)**	**(61)**
Nouvel avoir propre[b]	0,9	0,6	(0,3)	(25)
Rachat de l'avoir propre[d]	0,2	0,3	0,1	81
Avoir propre net	**0,7**	**0,4**	**(0,3)**	**(49)**
Augmentation du fonds de roulement[d]	0,7	2,3	1,6	236
Diminution du fonds de roulement[b]	3,7	0,9	(2,8)	(75)
Changement au fonds de roulement net	**(3,1)**	**1,3**	**4,4**	**-**
Toutes autres affectations[e]	1,5	1,1	(0,4)	(29)
Toutes autres sources[c]	4,8	1,7	(3,1)	(65)
Affectations/Sources nettes	**(3,2)**	**(0,6)**	**2,6**	**-**
Total des dépenses de capital	4,6	2,9	(1,7)	(36)
PESP et autres programmes semblables	0,7	0,2	(0,5)	(75)
Dépenses de capital nettes	**3,9**	**2,8**	**(1,1)**	**(29)**

NOTA: (a) Le Tableau 3 de l'Annexe B fournit plus de détails à ce sujet.
(b) Représente des montants d'une nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds nets de ces sources.
(c) Comprend les gains inhabituels; les pertes inhabituelles figurent au titre "Toutes autres affectations".
(d) Représente l'affectation nette des fonds au remboursement de la dette à long terme, au rachat de l'avoir propre, ou à l'accroissement du fond de roulement par les sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins.
(e) Principalement des fonds affectés aux acquisitions d'usines et de propriétés appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à des prises de contrôle sur des sociétés.

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolières ont augmenté de 18 % (700 millions de dollars) pour atteindre 4,7 milliards de dollars au premier semestre de 1987 grâce, surtout, au raffermissement des prix du pétrole brut, à l'augmentation de la production, à l'abolition de la TRPG, à la réduction des redevances ainsi qu'à la diminution des frais d'exploitation et d'intérêt. Le secteur amont a enregistré une hausse de 13 %, pour s'établir à 3,4 milliards de dollars au premier semestre de 1987. Les ressources d'autofinancement tirées des activités aval ont presque doublé, augmentant de 520 millions de dollars à 960 millions de dollars, principalement en raison de l'amélioration des marges bénéficiaires et du volume des ventes. Les ressources d'autofinancement tirées des autres activités au Canada sont passées de 185 millions de dollars au premier semestre de 1986 à 105 millions de dollars en 1987, soit une diminution de 43 %, tandis que celles des activités à l'étranger n'ont diminué que de 17 % pour s'établir à 200 millions de dollars.

Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle canadien ont été de 2 milliards de dollars, ce qui représente une augmentation de 20 %. Celles des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 16 % pour atteindre 2,6 milliards de dollars, les ressources d'autofinancement plus élevées des secteurs aval et amont compensant amplement la baisse enregistrée dans les autres secteurs d'activité.

Tableau 9. RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT, PAR SECTEUR ET PAR SEGMENT[a]

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	1,4	1,6	0,2	18
Aval	0,2	0,4	0,2	116
Autres[b]	0,1	-	(0,1)	(72)
Total des sociétés sous contrôle canadien	**1,7**	**2,0**	**0,3**	**20**
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	1,6	1,8	0,2	8
Aval	0,4	0,6	0,2	69
Autres[b]	0,2	0,2	-	(4)
Total des sociétés sous contrôle étranger	**2,3**	**2,6**	**0,3**	**15**
TOTAL DE L'INDUSTRIE				
Amont	3,0	3,4	0,4	13
Aval	0,5	1,0	0,5	83
Autres[b]	0,4	0,3	(0,1)	(28)
TOTAL - INDUSTRIE	**4,0**	**4,7**	**0,7**	**18**

NOTA: (a) Le Tableau 1 de l'Annexe B donne plus de détails.
(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées de l'activité à l'étranger et d'autres activités au Canada.

SUBVENTIONS DU PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT DU SECTEUR PÉTROLIER

Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) s'est terminé officiellement le 31 mars 1986. Par contre, il reste à faire honneur aux engagements pris en vertu d'ententes encore en vigueur au sujet des activités poursuivies sur les terres du Canada. Le 25 mars 1987, le gouvernement canadien a annoncé la création du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV) visant à fournir une aide directe à l'industrie au chapitre des dépenses de capital du secteur amont.

Les subventions du gouvernement, qui totalisaient 595 millions de dollars au premier semestre de 1986 (uniquement des subventions du PESP), sont tombées à 80 millions de dollars pour la même période en 1987 (comprenant les subventions du PESP et du PCEEMV). Les sociétés sous contrôle canadien ont reçu 94 % des subventions totales en 1987, comparativement à 96 % au premier semestre de l'an dernier.

Tableau 10. SUBVENTIONS DU PESP ET DU PCEEMV PAR RÉGION ET PAR SECTEUR

(premier semestre)

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1986	1987	1986	1987	1986	1987
	en millions de $					
PROVINCES						
Colombie-Britannique	13	-	-	-	13	-
Alberta	115	18	-	2	115	19
Autres provinces	19	5	-	-	19	5
Total des provinces	**147**	**22**	**-**	**2**	**147**	**24**
TERRES DU CANADA						
Mer de Beaufort	122	7	6	-	129	7
Labrador Est	208	31	2	1	210	32
Sud du plateau continental de l'Atlantique	50	2	8	1	57	3
Autres	45	14	7	1	52	15
Total des terres du Canada	**426**	**55**	**23**	**3**	**448**	**57**
TOTAL DU CANADA	**572**	**77**	**23**	**4**	**595**	**82**

NOTA: Pour plus de détails, voir l'Annexe A-12.

DÉPENSES DE CAPITAL

Au premier semestre de 1987, les dépenses de capital brutes ont diminué de 36 % (1,7 milliard de dollars) pour passer à 2,9 milliards de dollars, en raison d'une diminution de 37 % des dépenses engagées au Canada et d'une baisse de 18 % des dépenses effectuées à l'étranger. Le taux plus faible de diminution des dépenses à l'étranger a ramené leur part des dépenses totales à 9 % par rapport à 7 % au premier semestre de 1986. Les dépenses amont sont demeurées la plus importante composante du total des dépenses de capital, soit 75 % au premier semestre de 1987 contre 83 % en 1986. Tous les éléments du secteur amont ont affiché des baisses considérables, et exception faite des dépenses aval et non précisées, tous les autres secteurs commerciaux ont aussi obtenu de moins bons résultats.

Tableau 11. DÉPENSES DE CAPITAL[a]

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution)		Part du total 1986	Part du total 1987
	--- en milliards de $ ---			(%)	(%)	
AMONT						
Exploration	1,9	1,1	(0,8)	(42)	42	38
Mise en valeur	0,6	0,4	(0,2)	(41)	14	13
Production	0,8	0,5	(0,3)	(39)	18	17
Non classique[b]	0,4	0,2	(0,2)	(50)	9	7
Total - amont[c]	**3,8**	**2,2**	**(1,6)**	**(42)**	**83**	**75**
Aval	0,3	0,3	-	17	6	11
Extraction des ressources énergétiques	0,1	-	(0,1)	(72)	2	1
Autres	0,1	0,2	0,1	22	3	5
TOTAL AU CANADA	**4,3**	**2,7**	**(1,6)**	**(37)**	**93**	**91**
DÉPENSES À L'ÉTRANGER	**0,3**	**0,3**	**-**	**(18)**	**7**	**9**
TOTAL DES DÉPENSES	**4,6**	**2,9**	**(1,7)**	**(36)**	**100**	**100**
Subventions d'encouragement et autres recettes	0,7	0,2	(0,5)	(75)		
DÉPENSES DE CAPITAL NETTES	**3,9**	**2,8**	**(1,1)**	**(29)**		
Rappel: Dépenses de capital amont (Nettes des subventions d'encouragement et autres subventions)	3,1	2,0	(1,1)	(34)		

NOTA: (a) Pour une ventilation plus détaillée, voir les tableaux 4 et 5 de l'Annexe B.
(b) Comprend les projets de sables pétrolifères et de pétrole lourd non classique.
(c) Comprend les subventions du PESP, du PCEEMV et autres recettes.

Secteur amont: Les prévisions concernant le prix mondial du pétrole et l'abolition du Programme d'encouragment du secteur pétrolier ont entraîné une diminution de 42 % des dépenses de capital du secteur amont. Celles-ci ont été de 2,2 milliards de dollars au premier semestre de 1987 par rapport à 3,8 milliards de dollars à la même période l'an dernier. Les dépenses dans toutes les catégories d'activité en amont ont chuté de plus de 40 %.

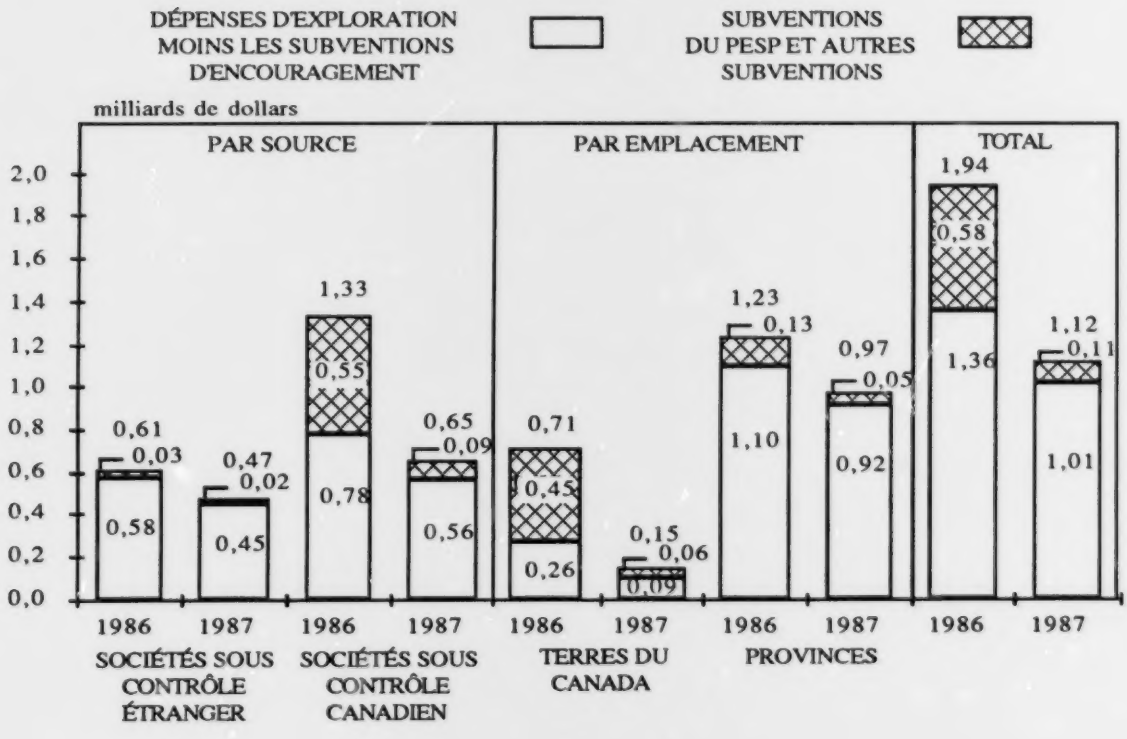
Déduction faite des subventions d'encouragement, les dépenses engagées dans le secteur amont par des sociétés sous contrôle canadien et les sociétés sous contrôle étranger ont accusé une baisse de 34 %. Ayant subit une diminution semblable des taux, les dépenses de capital des sociétés sous contrôle canadien sont demeurées supérieures à celles des sociétés sous contrôle étranger (Annexe B-13).

Les dépenses d'exploration engagées par les sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 23 % au premier semestre de 1987 tandis que celles des sociétés sous contrôle canadien ont accusé une baisse de 51 %. Ces dernières représentaient 58 % du total des dépenses d'exploration et 83 % de l'activité frontalière.

Au premier semestre de 1987, les dépenses d'exploration engagées dans les provinces ont chuté de 21 %, pour passer à 970 millions de dollars et celles des terres du Canada de 79 % pour se chiffrer à 150 millions de dollars. Les dépenses d'exploration totales n'ont été que de 1,1 milliard de dollars, soit une diminution de 42 %. Les dépenses dans les terres du Canada ont représenté 13 % du total des dépenses d'exploration par rapport à 37 % au premier semestre de 1986, toutes les régions des terres du Canada, sauf une, ayant enregistré une baisse de leurs dépenses.

Graphique 3. DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA

(premier semestre)



Dépenses dans le secteur aval : Les dépenses engagées dans le secteur aval ont été de 310 millions de dollars au premier semestre de 1987, soit une augmentation de 17 % par rapport à la même période en 1986. L'augmentation des dépenses engagées relativement aux raffineries, aux pipelines et aux points de vente a été plus que compensée par la baisse des dépenses effectuées relativement aux usines pétrochimiques.

Extraction des ressources énergétiques minières et autres : Les dépenses relatives à l'extraction des ressources énergétiques minières ont diminué, mais celles de tous les autres secteurs, y compris celles des installations pour extraction minière, des navires de forage, des caissons et des installations de forage ont augmenté. Cette catégorie comprend aussi le montant actualisé des intérêts payés relativement aux dépenses avant la mise en route des projets.

TAUX DE RÉINVESTISSEMENT

Le taux total de réinvestissement de l'industrie pétrolière, soit le total des dépenses de capital nettes(1) par rapport aux ressources d'autofinancement provenant de tous les secteurs d'activités, est passé de 98 % au premier semestre de 1986 à 59 % au début de 1987. Cette baisse s'explique en grande partie par le retard dans les décisions de dépenses et la gravité des réductions de ressources physiques et humaines de l'industrie à la suite de l'effondrement des prix du pétrole brut en 1986.

Par rapport aux années antérieures, le taux de réinvestissement enregistré au premier semestre de 1986 a été très élevé; il aurait été plus faible si les sociétés ne s'étaient pas fermement engagées dans des projets de dépenses de capital au début de l'année. Étant donné la baisse considérable des activités de l'industrie au début de 1987, les sociétés n'ont pu profiter rapidement des ressources d'autofinancement plus élevées que prévues enregistrées au premier semestre de 1987. L'incertitude concernant l'évolution des prix du pétrole a incité les sociétés à n'envisager que prudemment la réalisation de nombreux projets de mise en valeur de pétrole classique. Les activités aux coûts plus élevés, telles que les projets dans les terres du Canada ou les mégaprojets, ont été remises à plus tard compte tenu des prévisions concernant les prix. Le besoin d'une hausse du fond de roulement pour l'industrie et l'incapacité des sociétés plus faibles financièrement de participer aux entreprises conjointes ont contribué à une reprise plus lente du taux de réinvestissement enregistrée au premier semestre de 1987.

Les deux groupes de contrôle ont accusé d'importantes baisses du taux de réinvestissement. Celui des sociétés sous contrôle canadien est passé de 123 % au premier semestre de 1986 à 71 % au début de 1987, tandis que celui des sociétés sous contrôle étranger a chuté de 79 % à 50 %. Une comparaison des activités amont des deux groupes révèle des taux semblables, les sociétés sous contrôle canadien ayant réinvesti 64 % des ressources d'autofinancement du secteur amont (diminution de 52 points de pourcentage) comparativement à 56 % pour les sociétés sous contrôle étranger (baisse de 36 points de pourcentage).

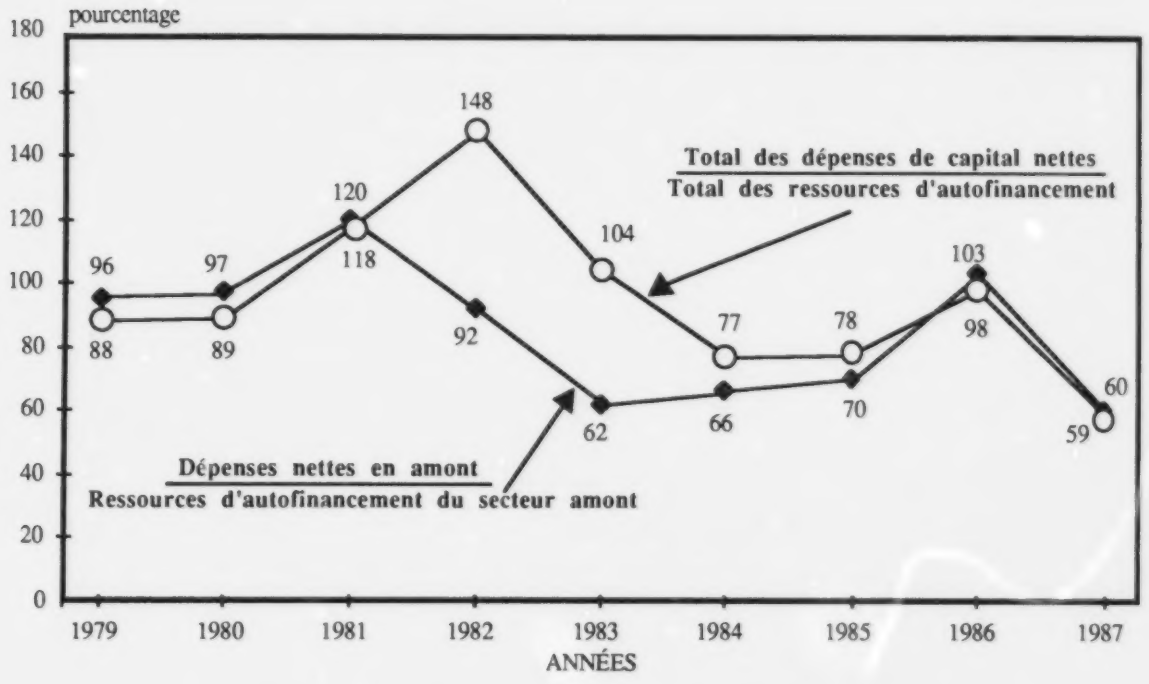
---

(1) Les dépenses de capital nettes sont les dépenses de capital moins les subventions d'encouragement et les recettes d'assurances.

Les dépenses de capital du secteur amont (moins les subventions d'encouragement) représentaient 60 % des ressources d'autofinancement du secteur amont de l'industrie, soit une baisse de 43 points de pourcentage par rapport au premier semestre de 1986. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont augmenté de 13 % tandis que les dépenses de capital nettes du secteur amont ont diminué de 34 %.

Graphique 4. TAUX DE RÉINVESTISSEMENT

(premier semestre)



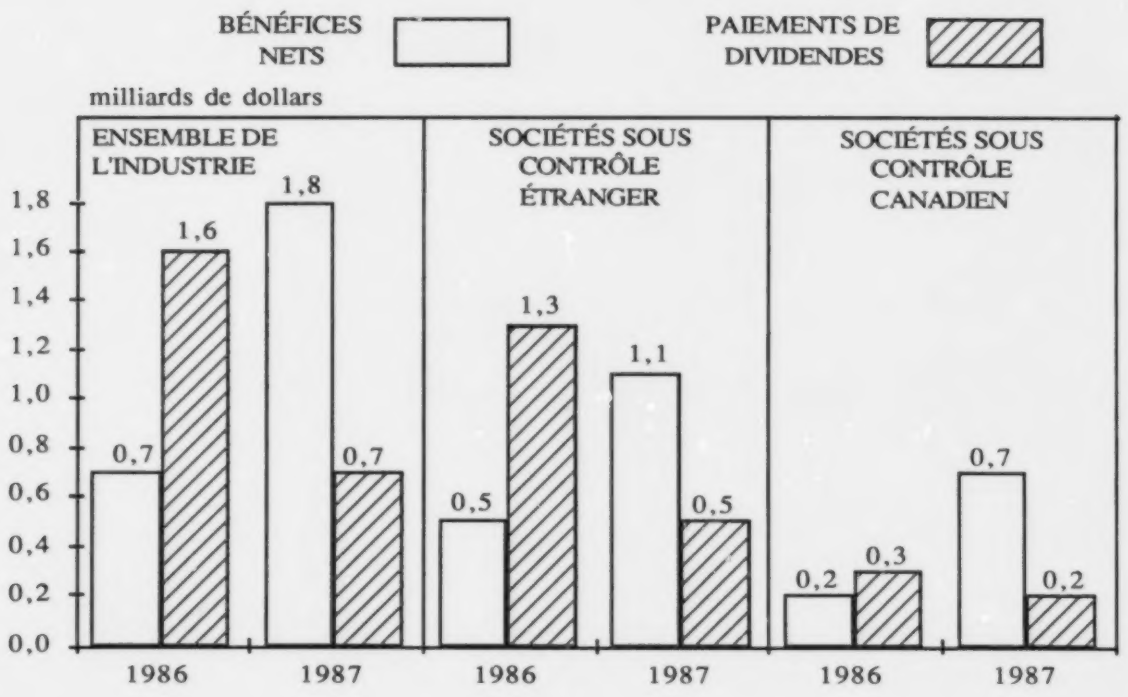
PAIEMENTS DE DIVIDENDES

Les paiements de dividendes versés par les sociétés de l'industrie pétrolières ont diminué de 56 % pour passer à 705 millions de dollars au premier semestre de 1987, tandis que les bénéfices nets ont augmenté de 148 % pour s'élever à 1,8 milliard de dollars. Au premier semestre de 1986, des dividendes plus élevés ont été payés par de nombreuses sociétés sous contrôle étranger qui n'avaient pas payé de dividendes au cours des années précédentes ou qui avaient utilisé les paiements de dividendes conjointement avec une restructuration du capital. La situation ne s'est par répétée au premier semestre de 1987.

Les paiements de dividendes par des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 26 % pour s'établir à 240 millions de dollars, donnant ainsi un taux de dividendes versés de 37 % au premier semestre de 1987. Les paiements de dividendes de sociétés sous contrôle étranger ont pour leur part diminué de deux tiers pour n'atteindre que 465 millions de dollars, donnant un taux de dividendes versés de 41%.

Graphique 5. COMPARAISON DES PAIEMENTS DE DIVIDENDES ET DES BÉNÉFICES NETS

(premier semestre)



3 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

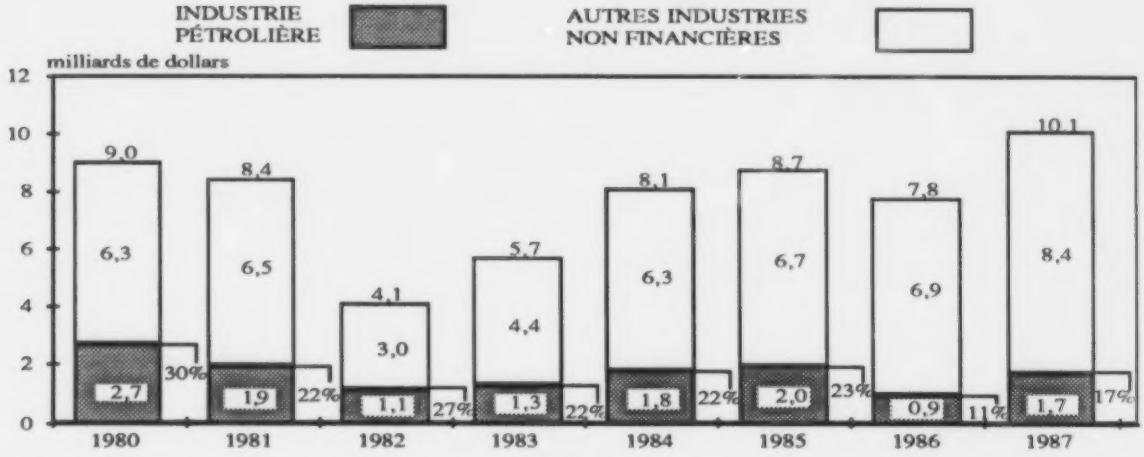
COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de mieux évaluer la performance financière du secteur pétrolier et gazier par rapport à celle des autres secteurs de l'économie[1].

Sans compter les sociétés d'État, les bénéfices nets tirés des activités de l'industrie pétrolière au Canada tels qu'établis après les postes extraordinaires, ont doublé au premier semestre de 1987 pour atteindre 1,7 milliard de dollars par rapport à seulement 900 millions de dollars à la même période en 1986. Toutefois, ils étaient encore inférieurs aux bénéfices nets réalisés en 1984 et en 1985. Par ailleurs, les bénéfices nets de toutes les autres industries non financières ont augmenté de 22 %, taux encore jamais atteint. Tel que l'illustre le graphique 6, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière au premier semestre de 1987 représentaient 17 % des bénéfices nets de toutes les industries non financières. Bien que nettement supérieur au creux spectaculaire de 11 % survenu à la même période en 1986, ce taux demeure inférieur aux 20 % des années précédant 1986.

Graphique 6. COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS -- INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES LES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES

(premier semestre)



Le rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'industrie pétrolière après les postes extraordinaires (10,2 %) est comparable à celui de toutes les autres industries non financières évalué à 10,7 %. Toutefois, le taux de rendement moyen de l'industrie pétrolière pour la période de cinq ans se terminant à la fin du premier semestre de 1987 n'a été que de 5,9 % par rapport à 9,9 % pour les autres industries. L'industrie pétrolière a enregistré un taux de rendement du capital utilisé de 7,1 % contre 8,1 % pour l'ensemble des autres industries non financières (Annexe A-11).

---

(1) Les données présentées dans cette section ne correspondent pas tout à fait à celles que l'on trouve ailleurs, bien qu'elles se rapprochent des résultats de l'examen de l'ASSP indiqués dans les chapitres 1 et 2. Les données sur l'industrie pétrolière fournies par Statistique Canada couvrent un plus grand nombre de sociétés que l'examen de l'ASSP, mais ne comprennent pas les entreprises gouvernementales, ni les activités à l'étranger des sociétés au Canada. L'examen de l'ASSP couvre l'ensemble des activités des sociétés pétrolières exploitées au Canada, y compris les sociétés d'État, dont l'actif et les recettes dépassent une certaine limite.

DÉPENSES DE CAPITAL

Selon les données compilées par Statistique Canada, les dépenses de capital brutes (c.-à-d. avant la déduction des subventions d'encouragement) de l'industrie pétrolière ont diminué de 39 % au premier semestre de 1987, par rapport à la même période en 1986 (Tableau 12). Cette diminution tient surtout aux répercussions de la baisse des prix du pétrole brut sur les décisions d'investissement des sociétés. Les dépenses de capital des autres industries non financières ont augmenté de 10 % principalement en raison du raffermissement du secteur de l'extraction des ressources énergétiques minières et, dans une moindre mesure, de celui du secteur de la fabrication. Par conséquent, la part de l'industrie pétrolière dans l'ensemble des dépenses de capital des industries non financières a diminué de 9 points de pourcentage pour s'établir à 16 % au premier semestre de 1987.

Tableau 12. COMPARAISON DES DÉPENSES DE CAPITAL - INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES LES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES

(premier semestre)

		1986	1987	Augmentation (Diminution)	
		----- en milliards de $ -----			(%)
1.	Fabrication	4,4	4,7	0,3	8
2.	Extraction minière	0.7	1,0	0,3	50
3.	**Autres industries non financières**	**7,5**	**8,0**	**0,5**	**7**
4.	**TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES** (industrie pétrolière non comprise)	**12,6**	**13,7**	**1,1**	**10**
5.	Industrie pétrolière	4,2	2,6	(1,6)	(39)
6.	**TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES** (y compris l'industrie pétrolière)	**16,8**	**16,3**	**(0,5)**	**(2)**
7.	Ligne 5 en % de la ligne 6	25,1	15,6		

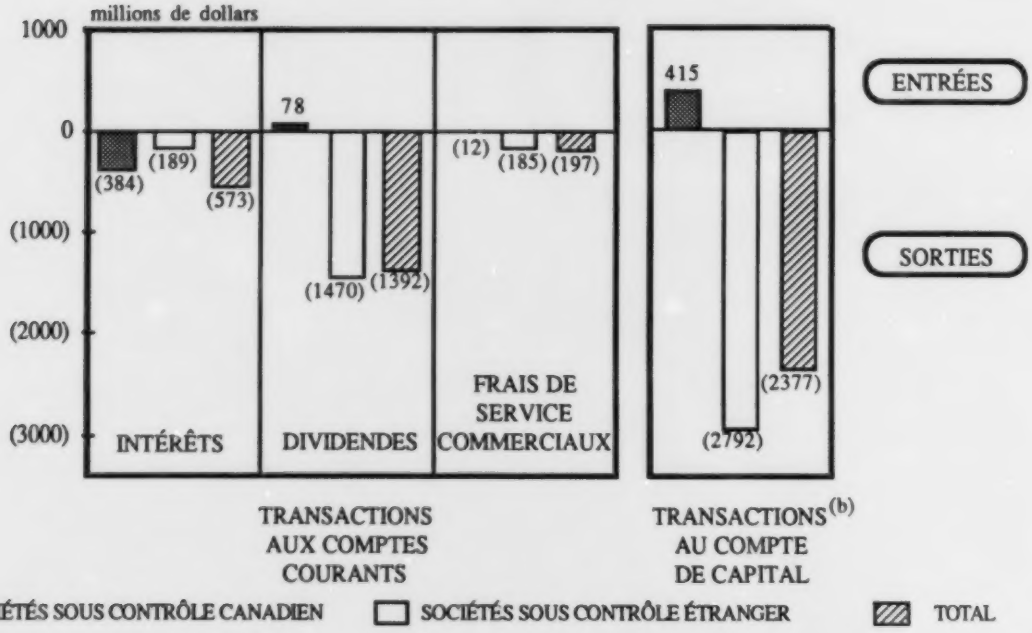
SOURCE: Statistique Canada, 61-003, **Sociétés industrielles: Statistique financière**. Cette étude ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes et comprennent les subventions de capital.

4 - MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE: 1986 ET 1985

Dans ce chapitre et les trois chapitres suivants (Structure du capital, Données relatives à l'impôt sur le revenu et Activités de recherche-développement), on compare les statistiques de l'année 1986 à celles de l'année 1985. Ces donnéees n'étaient pas disponibles au moment de la préparation de l'examen de l'activité 1986.

Les mouvements internationaux de trésorerie(1) associés à des investissements à long terme de l'industrie pétrolière canadienne se sont traduits en 1986 par des sorties nettes de 4,5 milliards de dollars, dont 2,4 milliards résultent de transactions au compte de capital (Annexe A-17). Les sorties au compte du capital étaient principalement attribuables au règlement interfrontalier de la prise de contrôle d'un grand producteur de pétrole et de gaz sous contrôle étranger par un autre, à la suite d'activités antérieures de prise de contrôle menées par les sociétés mères étrangères respectives.

Graphique 7. MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE ASSOCIÉS À DES INVESTISSEMENTS À LONG TERME(a) - 1986



NOTA: (a) Tous les chiffres correspondent à des montants nets et ne tiennent pas compte des exportations et des importations de biens et des services de transport. L'Annexe A-17 donne de plus amples détails, y compris les mouvements de capitaux à court terme, lesquels se sont chiffrés à 495 millions de dollars en 1986 (sorties nettes).

(b) Le compte de capital comprend les fonds associés à des investissements à long terme, comme les sommes investies par une société mère dans une filiale étrangère ou le rapatriement d'un bloc de contrôle détenu par un non résident.

---

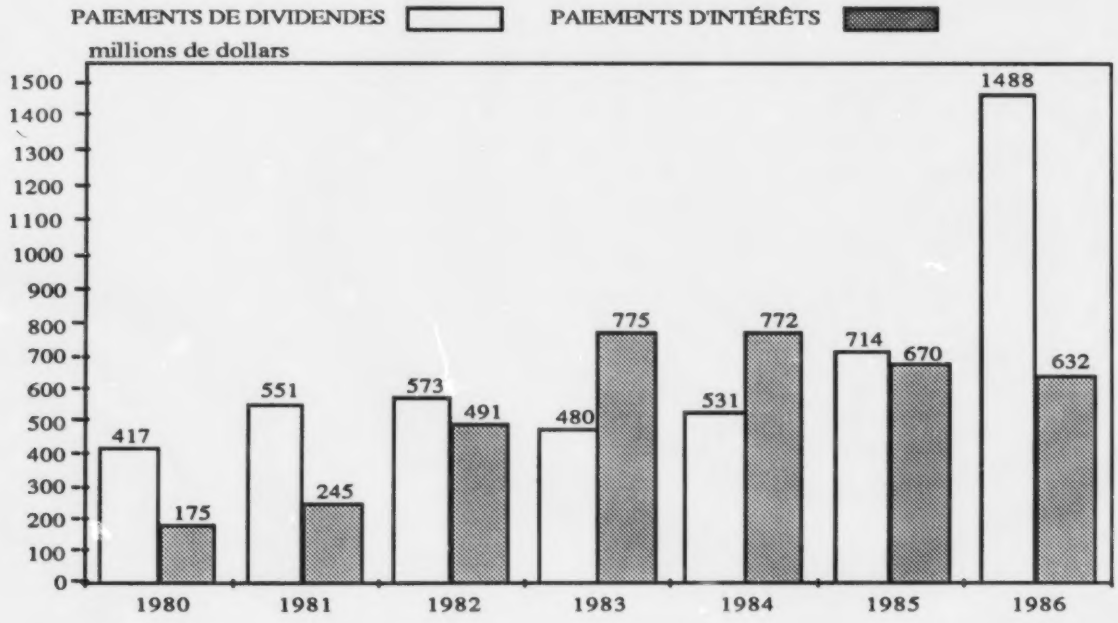
(1) Les données sur les mouvements internationaux de trésorerie proviennent de Statistique Canada. Ces données ne tiennent pas compte des mouvements internationaux de trésorerie qui touchent des sociétés mères non énergétiques et qui résultent de transactions de leurs filiales énergétiques.

Des paiements d'intérêts et de dividendes (déduction faite des entrées) de 575 millions de dollars et de 1,4 milliard de dollars respectivement, ajoutés à des frais de service commerciaux nets de 200 millions de dollars, ont entraîné une sortie nette du compte courant de 2,2 milliards de dollars. L'augmentation des dividendes externes payés (1,4 milliard de dollars en 1986 par rapport à 645 millions de dollars en 1985) est attribuable à deux grandes transactions de dividendes décrites en détail dans l'Examen de l'activité 1986.

En 1986, les sociétés sous contrôle canadien ont déclaré, au titre du compte de capital, des entrées nettes de 415 millions de dollars résultant principalement d'emprunts effectués à l'étranger. Les intérêts et les dividendes payés par ce secteur de l'industrie se sont chiffrés à 405 millions de dollars et à 10 millions de dollars respectivement. Ces sorties ont été compensées en partie par des entrées d'intérêts de 20 millions de dollars et des paiements de dividendes de 90 millions de dollars provenant de sociétés sous contrôle étranger. Les frais de service commerciaux sont demeurés déficitaires, puisque les entrées n'ont été que de 5 millions de dollars, alors que les paiements versées à des non résidents se sont élevés à 15 millions de dollars.

Les sociétés sous contrôle étranger ont enregistré, au titre du compte de capital, des sorties nettes de 2,8 milliards de dollars résultant principalement des activités de prise de contrôle mentionnées ci-dessus. Les paiements d'intérêts et de dividendes et les frais de service commerciaux versés par les sociétés sous contrôle étranger à des non résidents se chiffraient respectivement à 230 millions de dollars, 1,5 milliard de dollars et 195 millions de dollars. Les entrées se sont élevées à 40 millions de dollars, 5 millions de dollars et 10 millions de dollars respectivement.

Graphique 8. PAIEMENTS D'INTÉRÊTS ET DE DIVIDENDES À DES NON RÉSIDENTS(1)



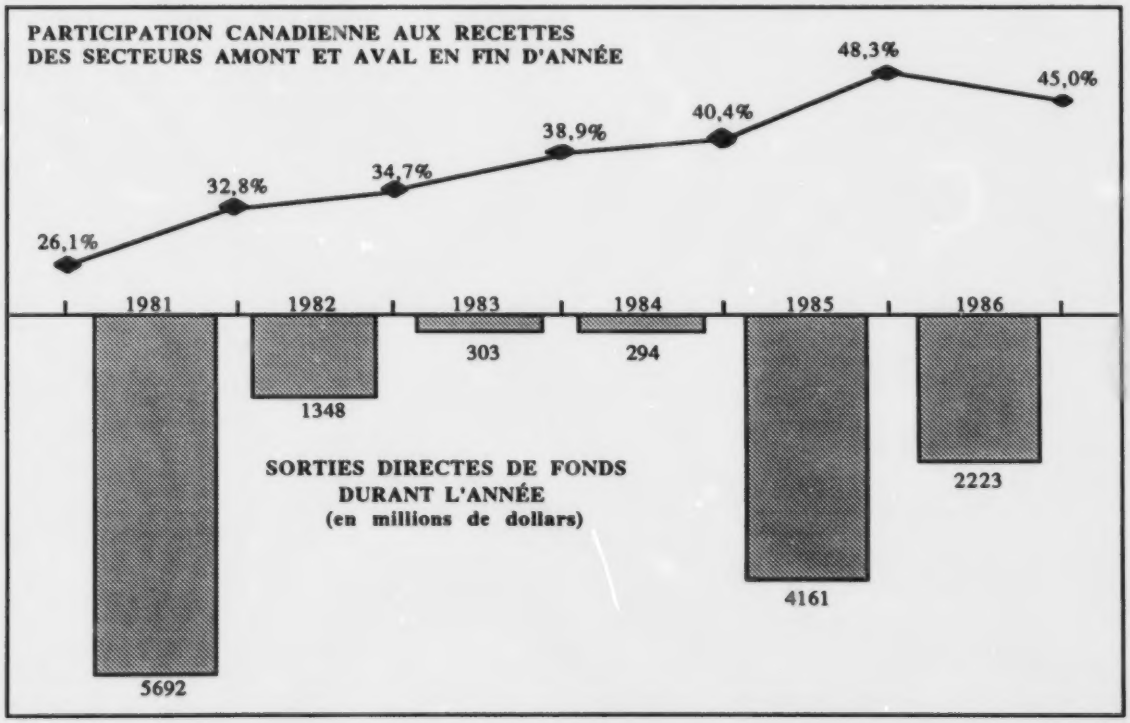
(1) L'Annexe A-17 donne détails supplémentaires sur les paiements de dividendes et d'intérêts en 1986.

Les intérêts et dividendes brutes payés par l'industrie pétrolière en 1986 ont entraîné une sortie de fonds de 2,1 milliards de dollars, soit une augmentation de 35 % par rapport à 1985. Cette hausse est principalement attribuable au fait que les dividendes payés par des sociétés sous contrôle étranger ont presque doublé, à la suite des transactions effectuées par les deux sociétés sous contrôle étranger. L'une de ces transactions s'est traduite par le paiement de 500 millions de dollars de dividendes à une société mère étrangère à cause du report d'un grand projet d'immobilisation qui devait être entrepris au Canada; l'autre transaction a comporté un paiement extraordinaire de dividendes de 500 millions de dollars à la société mère, dans le but de compenser une augmentation équivalente de la dette contractée envers cette société dans le cadre d'une opération de restructuration du capital d'une filiale canadienne.

De 1981 à 1985, les sorties directes de capital du secteur pétrolier canadien peuvent être imputées au coût des prises de contrôle de sociétés pétrolières et gazières sous contrôle étranger. Ces sorties se sont traduites par une augmentation du taux de participation canadienne globale de l'industrie.

En 1986, la part de revenus amont et aval des sociétés pétrolières appartenant à des Canadiens a diminué d'environ 3,2 points de pourcentage, à cause de l'achat d'éléments d'actif en aval par une sociétés sous contrôle étranger. Au même moment, il s'est produit une sortie directe de 2,2 milliards de dollars de l'industrie pétrolière canadienne. Le rachat d'éléments d'actif de l'industrie pétrolière canadienne par des non résidents n'a pas occasionné de fortes entrées de fonds au compte de capital. Le montant élevé des sorties directes de fonds de l'industrie pétrolière canadienne résulte d'activités antérieures de prises de contrôle entre deux sociétés pétrolières et gazières étrangères; dans le cadre de ces activités, l'une des filiales canadiennes des deux sociétés étrangères a dû effectuer une sortie d'investissement direct d'environ 3 milliards de dollars en 1986.

Graphique 9. SORTIES DIRECTES DE FONDS PAR RAPPORT AUX FLUCTUATIONS DE LA PARTICIPATION ET DU CONTRÔLE



5 - STRUCTURE DU CAPITAL: 1986 ET 1985

Le total du capital utilisé dans l'industrie pétrolière au Canada a été de 62,6 milliards de dollars en 1986, soit une diminution de 5 % par rapport au total de 65,6 milliards enregistré en 1985. En 1986, la dette à long terme et l'avoir propre représentaient respectivement 40 % et 60 % du capital de l'industrie: l'avoir propre de l'industrie était inférieur de 3 points de pourcentage à celui de l'année précédente.

La part des sociétés sous contrôle canadien dans le total du capital utilisé a été de 60 %, en raison surtout de leur niveau d'endettement relativement élevé (72 % de la dette à long terme totale de l'industrie) et de l'importance de leurs actions privilégiées (82 % de l'ensemble des actions privilégiées de l'industrie). La valeur des actions ordinaires de ce groupe de sociétés a légèrement diminué et se chiffre maintenant à 46 % de la valeur de l'ensemble des actions ordinaires de l'industrie.

Tableau 13. STRUCTURE DU CAPITAL PAR SECTEUR: 1986 ET 1985

	1985	1986	Augmentation (Diminution)		Part du total 1985	Part du total 1986
	--- en milliards de $ ---			(%)	(%)	
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN						
Avoir propre - actions privilégiées	5,5	4,2	(1,3)	(24)	13	11
- actions ordinaires[a]	16,4	15,1	(1,3)	(8)	40	41
Avoir propre total	21,9	19,2	(2,7)	(12)	54	52
Dette à long terme	18,9	18,0	(0,9)	(5)	46	48
Capital utilisé[b]	**40,8**	**37,2**	**(3,6)**	**(9)**	**100**	**100**
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER						
Avoir propre - actions privilégiées	0,9	0,9	-	-	4	4
- actions ordinaires[a]	18,5	17,5	(1)	(5)	76	69
Avoir propre total	19,4	18,5	(0,9)	(5)	78	73
Dette à long terme	5,5	6,9	1,4	25	22	27
Capital utilisé[b]	**24,8**	**25,4**	**0,6**	**2**	**100**	**100**
TOTAL - INDUSTRIE						
Avoir propre - Actions privilégiées	6,3	5,1	(1,2)	(19)	10	8
- Actions ordinaires[a]	34,9	32,6	(2,3)	(7)	53	52
Avoir propre total	41,3	37,7	(3,6)	(9)	63	60
Dette à long terme	24,4	24,9	0,5	2	37	40
TOTAL CAPITAL UTILISÉ[b]	**65,6**	**62,6**	**(3,0)**	**(5)**	**100**	**100**

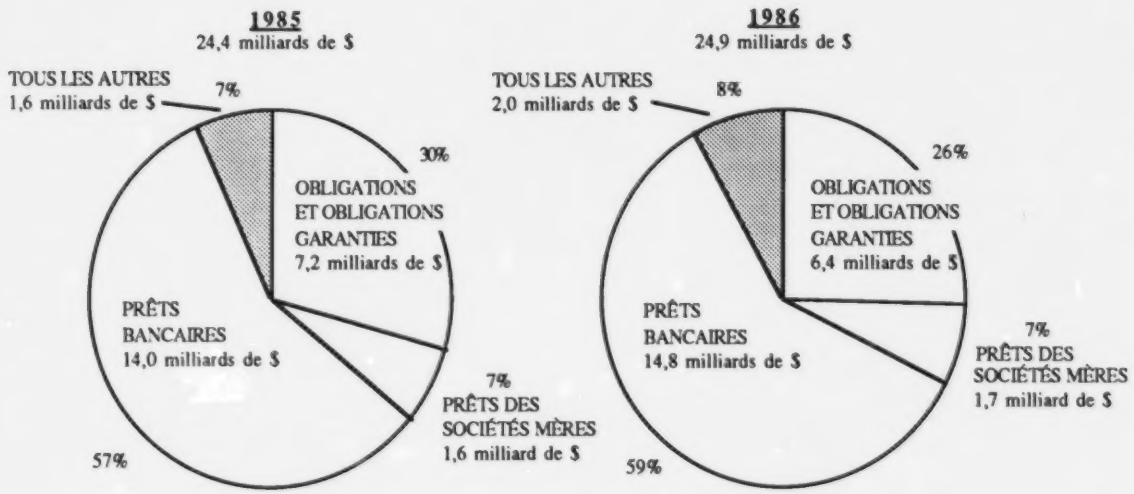
NOTA: (a) Comprend les actions ordinaires, le surplus d'apport et les bénéfices non répartis.
(b) Ne comprend pas la participation minoritaire tel que détaillée à l'Annexe A-18.

DETTE À LONG TERME

La dette à long terme des sociétés pétrolières Canadiennes a augmenté légèrement au Canada en 1986. En effet, la réduction de la valeur des obligations et des obligations garanties (diminution de 11 %) a été compensé par l'augmentation des prêts bancaires (hausse de 6 %) et d'autres dettes (hausse de 25 %). La dette des sociétés sous contrôle canadien a diminué de presqu'un milliard de dollars, principalement à cause de la réduction des prêts bancaires. Les sociétés sous contrôle étranger dont le taux d'endettement est considérablement inférieur, ont enregistré une augmentation de 1,4 milliard de dollars (25 %) de leur dette à long terme, principalement à cause d'emprunts bancaires supplémentaires neutralisée en partie par une legère diminution de la valeur des obligations et des obligations garanties.

La composante de la dette à long terme constituée par les prêts bancaires, se chiffrait à 59 % en 1986, par rapport à 57 % en 1985. Environ 61 % de cette dette a été contracté à des taux d'intérêt variables, basés sur des taux préférentiels canadiens ou américians ou sur le LIBOR (Annexe A-18).

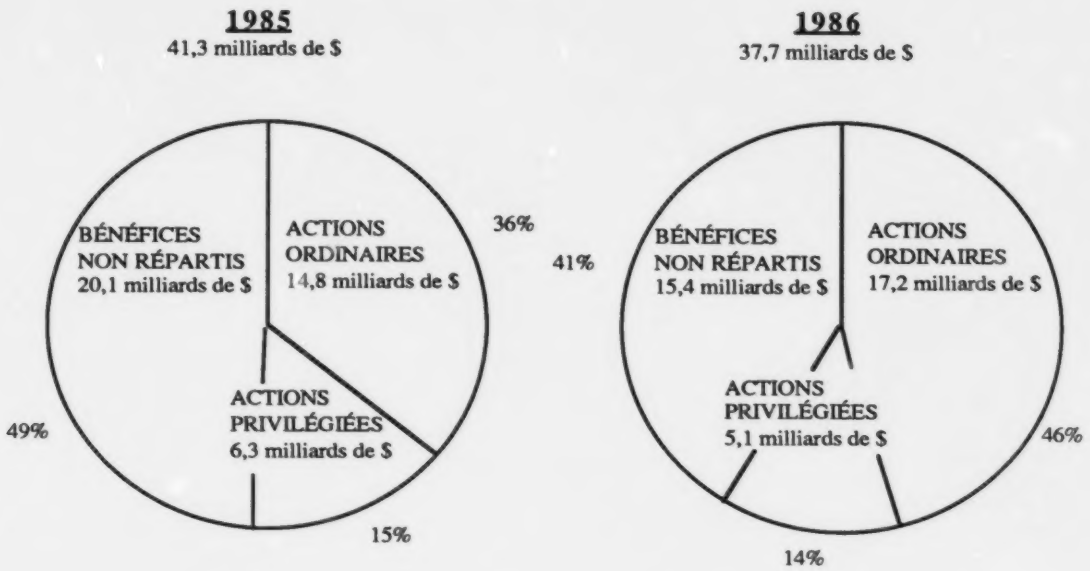
Graphique 10. COMPOSITION DE LA DETTE À LONG TERME DE L'INDUSTRIE



AVOIR PROPRE

L'avoir propre des actionnaires des sociétés pétrolières au Canada a diminué de 9 % en 1986, par rapport au total de 3,6 milliards de dollars atteint en 1985. Cette diminution s'explique par une forte réduction de 4,7 milliards de dollars (23 %) des bénéfices non répartis (résultant de pertes nettes dans l'ensemble de l'industrie), par une diminution de 1,2 milliard de dollars du financement par actions privilégiées et par une augmentation de 2,4 milliards de dollars de la valeur comptable des actions ordinaires. Ces changements ont eu pour effet de modifier la proportion des différentes composantes de l'avoir propre total: la part des actions ordinaires a augmenté de 10 points de pourcentage en 1986, et la composante "bénéfices non répartis" de la structure du capital global de l'industrie a subi une réduction correspondante de 8 %.

Graphique 11. COMPOSITION DE L'AVOIR PROPRE DE L'INDUSTRIE



6 - DONNÉES RELATIVES À L'IMPÔT SUR LE REVENU: 1986 ET 1985

REVENU IMPOSABLE ET IMPÔTS SUR LE REVENU EXIGIBLES

Le revenu imposable de l'industrie pétrolière est passé de 7,5 milliards de dollars en 1985 à 2,8 milliards de dollars en 1986, soit une chute de 63 % attribuable à l'effondrement des prix du pétrole brut. Par conséquent, l'impôt fédéral et provincial exigible a subi une baisse de 73 % ou de 2 milliards de dollars, et s'est établi à 760 millions de dollars en 1986 correspondant au déclin du revenu imposable.

L'impôt fédéral exigible s'élevait à 720 millions de dollars, soit une diminution de 1,4 milliard de dollars ou de 66 % par rapport à l'année précédente. Cette chute aurait été encore plus importante n'eut été de la surtaxe de 5 % imposée par le gouvernement entre le ler juillet 1985 au 31 décembre 1986. L'impôt provincial exigible a diminué de 94 %, (610 millions de dollars) et s'est chiffré à 40 millions de dollars. Cette baisse est attribuable en partie au fait que le maximum annuel du crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances, par société, a été porté de 2 millions de dollars en 1985 à 2,8 millions de dollars en 1986.

Tableau 14. REVENU IMPOSABLE ET IMPÔTS SUR LE REVENU EXIGIBLES

	1985	1986	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Revenu imposable	2,05	0,67	(1,38)	(67)
Impôts sur le revenu exigibles:				
Fédéraux	0,46	0,13	(0,33)	(72)
Provinciaux	0.16	(0.06)	(0.22)	-
TOTAL	**0,62**	**0,07**	**(0,55)**	**(89)**
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Revenu imposable	5,43	2,09	(3,34)	(61)
Impôts sur le revenu exigibles:				
Fédéraux	1,66	0,59	(1,07)	(65)
Provinciaux	0.49	0.10	(0.37)	(76)
TOTAL	**2,15**	**0,69**	**(1,46)**	**(68)**
TOTAL - INDUSTRIE				
Revenu imposable	7,48	2,76	(4,71)	(63)
Impôts sur le revenu exigibles:				
Fédéraux	2,13	0,72	(1,41)	(66)
Provinciaux	0.65	0.04	(0.61)	(94)
TOTAL	**2,77**	**0,76**	**(2,01)**	**(73)**

CONCILIATION DU REVENU COMPTABLE ET DU REVENU IMPOSABLE[1]

Il existe des différences marquées dans la conciliation du revenu comptable et du revenu imposable entre les sociétés sous contrôle canadien et les sociétés sous contrôle étranger. En 1986, les sociétés sous contrôle étranger ont déclaré des profits comptables de 1,7 milliard de dollars, ce qui contraste radicalement avec les pertes comptables de 570 millions de dollars déclarées par les sociétés sous contrôle canadien. Ces pertes sont attribuables à l'amortissement des propriétés pétrolières et gazières de façon à tenir compte de la faiblesse des prix et de la valeur des réserves, conformément aux nouvelles notes d'orientation de l'ICCA (pour plus de renseignements voir Examen de l'activité 1986).

Tableau 15. CONCILIATION DU REVENU COMPTABLE ET DU REVENU IMPOSABLE: 1986

	TOTAL INDUSTRIE	SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER	SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN
		en millions de $	
REVENU COMPTABLE NET (PERTE)	1,1	1,7	(0,6)
Plus[a]: TRPG	0,5	0,2	0,3
Dépréciation et amortissement	3,0	1,4	1,6
Épuisement	1,5	0,3	1,2
Frais d'exploration et d'aménagement déjà engagés	1,0	0,7	0,3
Redevances de la Couronne non déductibles	2,3	1,2	1,1
Autres ajouts[b]	7,1	2,3	4,8
Total - Ajouts	**15,4**	**6,1**	**9,3**
Revenus avant déductions d'impôt	16,5	7,8	8,7
moins: Déduction pour amortissement	2,4	1,0	1,4
Déduction à l'égard des ressources	1,8	0,9	0,9
Frais d'exploration au Canada	1,2	0,9	0,3
Frais d'aménagement au Canada	1,0	0,4	0,5
Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz	0,3	0,1	0,2
Déduction pour épuisement gagné	0,2	0,1	0,1
Toutes autres déductions[b]	3,7	1,5	2,3
Total - Déductions	10,6	4,9	5,7
Revenu net (perte) aux fins d'impôt	**5,8**	**2,8**	**3,0**
moins: Pertes non associées au capital	0,7	0,1	0,6
Dividendes imposables	3,2	0,8	2,4
Autres déductions	0,1	-	0,1
Plus: Pertes non associées au capital dans l'année en cours	1,1	0,2	0,9
REVENU IMPOSABLE	**2,8**	**2,1**	**0,7**
IMPÔT SUR LE REVENU À PAYER	0,8	0,7	0,1
RÉSERVES FISCALES RESTANTES	22,3	9,5	12,8
PERTES RESTANTES NON ASSOCIÉES AU CAPITAL	1,4	0,3	1,1

NOTA: (a) Les ajouts correspondent à des imputations non admissibles aux fins d'impôt.
(b) L'Annexe B-17 donne la ventilation détaillée de ces articles.

---

(1) Pour l'année financière 1986, l'annexe du questionnaire qui porte sur les impôts a été modifiée en profondeur. Par conséquent, il n'existe pas de données comparatives pour 1985.

Les sociétés sous contrôle canadien ont déclaré, sous "Autres ajouts", des revenus supérieurs à ceux des sociétés sous contrôle étranger (4,8 milliards de dollars par rapport à 2,3 milliards de dollars), principalement à cause des dividendes intersociétés qui sont finalement déduits comme dividendes imposables, après calcul du revenu net pour fin d'impôt.

RÉSERVES D'IMPÔT RESTANTES

Les réserves fiscales restantes de l'industrie pétrolière[1] (Annexe A-19) se chiffraient à 22,3 milliards de dollars à la fin de 1986, par rapport à 21 milliards de dollars au début de l'année. Dans la plupart des catégories, les ajouts aux réserves ont été beaucoup plus élevés que leur utilisation. Tout particulièrement, les soldes de la déduction pour amortissement ont augmenté d'un milliard de dollars à la suite de la réévaluation de la juste valeur marchande de propriétés conjointes, à la dissolution d'une société en commandite. Les réserves restantes au chapitre des frais cumulatifs d'exploration au Canada (FCEC) ont diminué de 100 millions de dollars pour se chiffrer à 1,6 milliard de dollars à la fin de l'année, seulement à cause d'un transfert de 410 millions de dollars des FEC au compte compensatoire cumulatif (CCC). Ce compte a pour but d'aider toutes les sociétés qui, autrement, n'auraient pu utiliser les déductions liées au FEC. Les sociétés peuvent en effet réduire leurs obligations relatives à la TRPG de 30 cents pour chaque dollars de FEC versés au CCC.

DÉPENSES FISCALES[2]

L'effondrement des prix du pétrole brut en 1986 a provoqué une chute des profits liés aux ressources. Par conséquent, la déduction à l'égard des ressources, qui représente 25 % des profits liés aux ressources, est passée de 4,1 milliards de dollars en 1985 à 1,8 milliard de dollars en 1986, soit une chute de 57 %. La déduction à l'égard des ressources a pour but de compenser le fait que les redevances de la Couronne ne sont pas déductibles. En 1986, cette déduction correspondait à 77 % des paiements de redevances de la Couronne.

En 1986, les sociétés pétrolières ont réclamé 245 millions de dollars en déduction pour épuisement, soit une baisse de 62 % par rapport à 1985. Cette réduction est attribuable au fait que les dépenses d'exploration et d'aménagment reliées à l'exploitation du pétrole classique ne sont plus admissibles à la déduction pour épuisement gagné. Toutefois, comme 275 millions de dollars ont été ajouté à la base de déduction pour épuisement gagné à cause de l'admissibilité des dépenses liées aux sables pétrolifères, aux projets de récupération assistée et aux usines de valorisation du pétrole lourd, le solde global pour 1986 demeurait supérieur à celui de 1985 (Annexe B-19).

La valeur des crédits d'impôt à l'investissement a diminué de 150 millions de dollars pour se chiffrer à 230 millions de dollars en 1986. Par contre, le crédit d'impôt à l'achât d'actions et le crédit d'impôt à l'exploration se sont élevées à 8 et 4 millions de dollars respectivement.

---

(1) Les réserves fiscales sont des dépenses admissibles accumulées qui permettent de réduire le revenu imposable d'années à venir.

(2) Le régime fiscal ne permet pas à l'industrie pétrolière de déduire certains coûts dans le calcul du revenu imposable. Toutefois, étant donné la nature particulière des activités d'exploration et de mise en valeur des ressources, l'industrie a droit à certains crédits qui ne s'appliquent pas nécessairement à d'autres secteurs de l'économie. Voici les plus importantes de ces dépenses fiscales: dégrèvement accéléré, déductions à l'égard des ressources, déductions pour épuisement et crédits d'impôt à l'investissement. Les Annexes B-17 et B-19 donne une liste des autres dépenses fiscales moins importantes. Pour plus de détails sur les dépenses fiscales, consulter la publication d'août 1985 du ministère des Finances intitulée "Compte du coût des mesure fiscales sélectives".

Tableau 16. APERÇU DES DÉPENSES FISCALES

BÉNÉFICIAIRE	TOTAL INDUSTRIE 1985	TOTAL INDUSTRIE 1986	SOCIÉTÉS SOUS CONTROLE ÉTRANGER 1985	SOCIÉTÉS SOUS CONTROLE ÉTRANGER 1986	SOCIÉTÉS SOUS CONTROLE CANADIEN 1985	SOCIÉTÉS SOUS CONTROLE CANADIEN 1986
	en milliards de $					
DÉDUCTIONS À L'ÉGARD DES RESSOURCES	4,08	1,76	2,18	0,89	1,90	0,87
DÉDUCTIONS POUR ÉPUISEMENT	0,64	0,24	0,35	0,14	0,29	0,10
CRÉDITS D'IMPÔT À L'INVESTISSEMENT	0,38	0,23	0,27	0,18	0,11	0,05
Pour mémoire: Redevances provinciales	4,90	2,27	3,01	1,17	1,88	1,10
	%					
Déductions pour ressources en pourcentage des redevances provinciales	83	77	72	76	100	79

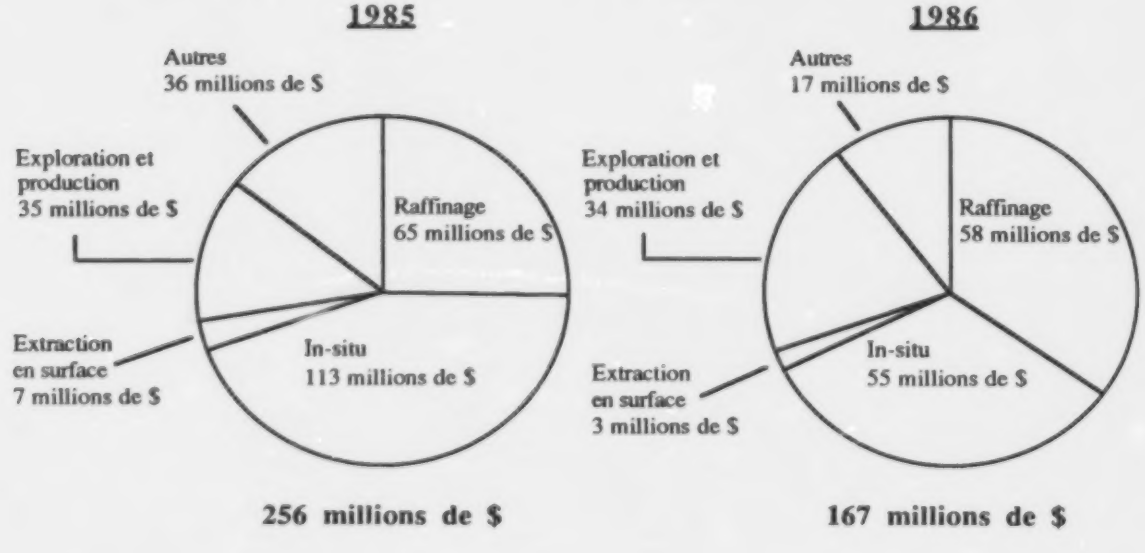
7 - ACTIVITÉS DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT: 1986 ET 1985

Un total de 28 sociétés tenues de faire rapport à l'ASSP, pour la plupart de grandes sociétés, ont déclaré des dépenses de R-D en 1986, par rapport à 32 sociétés en 1985. Au total, ces sociétés ont consacré 244 millions de dollars à la R-D en 1986, soit une diminution de 27 % par rapport à 1985(1). En 1986, les dépenses reliées aux travaux de R-D effectuées par les sociétés elles-mêmes, c'est-à-dire les dépenses de R-D interne, ont chuté de 35 %, alors que les dépenses engagées dans les travaux effectués à contrat par d'autres sociétés n'ont diminué que de 4%.

DÉPENSES DE R-D INTERNE

Les sociétés qui font rapport à l'ASSP ont engagé 167 millions de dollars dans la R-D interne en 1986, soit 256 millions de dollars de moins qu'en 1985 (Graphique 12). Les dépenses de recherche engagées au lieu même de production ont chuté de plus de la moitié, mais les sommes affectées aux technologies classiques d'exploration et de production n'ont subi qu'une légère diminution. Cela est principalement attribuable au fait que plusieurs grandes sociétés ont complété avec succès des projets pilotes de récupération du pétrole lourd, au lieu même de production, et ont commencé à produire à l'échelle commerciale en 1985. En outre, la construction d'une usine de valorisation du pétrole lourd, à Montréal, a pris fin en 1985. Les dépenses affectées aux technologies de raffinage, qui représentaient le quart des dépenses totales interne de R-D en 1985, ont atteint le tiers de ce total en 1986. Les dépenses interne de R-D de l'industrie pétrolière en 1985(2) correspondaient à 0,7 % des ventes, la moyenne de toutes les autres industries non financières étant de 1,7 %.

Graphique 12. DÉPENSES DE R-D INTERNE PAR ACTIVITÉ



(1) Ces données sont tirées des réponses données à deux questionnaires de Statistique Canada, l'un portant sur la recherche et le développement dans l'industrie canadienne et l'autre, sur les dépenses de R-D énergétique engagées par activité. Ces questionnaires ont été mis à la disposition de l'ASSP en vertu d'une entente conclue conformément à la Loi sur la statistique. Quelques-unes des données peuvent avoir été comptées en double, étant donné que les chiffres qui ont été communiqués au sujet de la R-D interne peuvent inclure des travaux effectués à contrat pour le compte d'autres sociétés pétrolières.

(2) Les données comparatives pour 1986 ne pourront être obtenues avant 1988.

Les sociétés déclarantes ont fourni 92 % des sommes affectées à des travaux de R-D interne. Le reste des fonds provenaient de subventions fédérales et provinciales, de travaux effectués à contrat pour le compte d'autres sociétés et d'allocations, par des sociétés mères et des sociétés affiliées à des filiales canadiennes, de droits internationaux exclusifs sur les "produits mondiaux" de la R-D dans certains secteurs de technologie.

La majeure partie des travaux de R-D interne effectués au Canada l'a été en Alberta et en Ontario (respectivement 46 % et 43 % des dépenses totales à ce chapitre en 1986).

DÉPENSES DE R-D EXTERNE

Les dépenses engagées par les sociétés déclarantes dans des contrats de R-D, dans le domaine de l'énergie et dans d'autres domaines, se sont chiffrées à 77 millions de dollars en 1986, soit une baisse de 4 % par rapport à 1985 (Tableau 17). Les recherches effectuées à l'étranger pour le compte de sociétés pétrolières canadiennes représentent 74 % du total des dépenses de R-D externe, soit une augmentation de 23 points de pourcentage depuis 1985.

Tableau 17. DÉPENSES DE R-D EXTERNE AU CANADA ET À L'ÉTRANGER

ENTREPRENEUR	AU CANADA		À L'ÉTRANGER		TOTAL	
	1985	1986	1985	1986	1985	1986
	en millions de $					
Sociétés mères et filiales	26	13	41(a)	55(a)	67	68
Autres sociétés	8	3	-	2	8	5
Établissements de recherche	5	4	-	-	5	4
TOTAUX	**39**	**20**	**41**	**57**	**80**	**77**

NOTA: (a) En 1985 et en 1986, des sommes de 23 et de 38 millions de dollars respectivement ont été consacrées à des technologies liées à l'énergie. Pour ce qui est des travaux exécutés à contrat au Canada, il est impossible de déterminer la part des dépenses consacrées à l'énergie.

ANNEXES

		Page
A	**DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Revue de l'année	A-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	A-2
3	Prix du gaz naturel canadien : 1974 à 1987	A-3
4	Prix du pétrole brut canadien : 1981 à 1987	A-4
5	Pétrole brut - Moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région et - Moyenne des coûts de transport à partir d'Edmonton	A-5
6	Moyenne des prix nets de certains produits du pétrole et catégories commerciales importants par région	A-6
7	Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés	A-7
8	Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment	A-8
9	Rapport des frais d'intérêt au revenu avant impôt	A-9
10	Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne	A-10
11	Taux de rendement : industrie pétrolière et autres industries	A-11
12	Ventilation des subventions du PESP et du PCEEMV, par région et par type de dépenses	A-12
13	Puits achevés et mètres de forage au Canada	A-13
14	Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	A-14
15	Taux de réinvestissement	A-15
16	Paiements de dividendes	A-16
17	Mouvements internationaux de trésorerie en 1986	A-17
18	Capital utilisé, par élément de capital	A-18
19	Déductions de l'année en cours et réserves fiscales restantes	A-19
B	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et des dépenses	B-1
2	Rendement financier par secteur d'activité	B-8
3	Sources et affectations de fonds	B-11
4	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	B-12
5	Dépenses de capital, par activité	B-13
6	Bilan	B-14
7	Volume et valeur de la production	B-15
8	Frais d'exploitation en amont et redevances	B-16
9	Détermination du revenu imposable d'après l'état de contrôle de toutes les activités au Canada: 1986	B-17
10	Détermination du revenu imposable de l'industrie en amont d'après l'état de contrôle: 1986	B-19
C	**GLOSSAIRE**	C-1
D	**MANDAT DE L'ASSP**	D-1

REVUE DE L'ANNÉE

1987

15 fév. - La Loi fédérale sur les hydrocarbures est adoptée. Cette loi définit le cadre de gestion par les gouvernements du Canada, des provinces et des territoires, des ressources pétrolières et gazières qui se trouvent dans les terres pionnières du Canada.

25 mars - Le gouvernment du Canada annonce la mise en oeuvre du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV). Ce programme a pour but d'offrir jusqu'à concurrence de 350 millions de dollars par année d'aide directe à l'industrie pétrolière.

4 avril - La Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve est adoptée; elle établit les modalités de gestion conjointe de la mise en valeur du pétrole et du gaz extracôtier et englobe les dipositions de la Loi fédérale sur les hydrocarbures.

13 avril - Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources annonce la tenue d'une série de conférences intitulée "la Confluence énergétique - un dialogue pancanadien" qui a pour but d'examiner et d'évaluer les perspectives énergétiques du Canada et les options qui lui sont offertes à long terme.

28 mai - L'Agence de surveillance du secteur pétrolier rend public un rapport selon lequel les fonds autogénérés supplémentaires dont disposera l'industrie à la suite de l'abolition de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières serviront comme prévu à accroître les dépenses de capital et à conserver des emplois, plutôt qu'à augmenter les dividendes et les autres avantages versés aux actionnaires.

18 juin - Le ministre des Finances dépose un livre blanc sur la réforme fiscale. En vertu des propositions de réforme, le taux moyen d'imposition de l'industrie pétrolière diminuerait légèrement, étant donné que les taux d'imposition de sociétés seraient quelque peu abaissés, malgré l'élimination de la déduction pour épuisement gagné à l'égard des projets de récupération assistée et d'exploitation des sables pétrolifères. Le Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur doit être éliminé progressivement d'ici 1989.

24 juin - Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources demande au président de l'Office national de l'énergie de lui fournir des renseignements sur le respect de l'un des critères établis par le gouvernment du Canada dans l'Entente d'octobre 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel. Il s'agit du critère selon lequel les prix du gaz naturel exporté doivent permettre de récupérer une part appropriée des coûts engagés. Cette demande faisait suite à une décision de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission qui semblait interdire le recouvrement, dans les frais liés à la demande exigés des importateurs américains, des droits pipeliniers liés aux ventes à l'exportation.

24 août - Une conférence fédérale-provinciale-territoriale des ministres de l'Énergie a lieu à St. John's (Terre-Neuve). Les ministres y discutent de la sécurité énergétique et, notamment, de l'avenir du réseau pipelinier de transport du pétrole brut au Canada.

27 août - Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources rend public le premier rapport sur la performance relative des prix canadiens et des prix à l'exportation. Ce rapport permet d'évaluer dans quelle mesure a été respecté le critère de l'entente d'octobre 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel selon lequel les prix du gaz naturel exporté ne doivent pas être inférieurs aux prix payés par les Canadiens pour des catégories semblables de service dans la région ou dans la zone adjacente au point d'exportation. D'après le rapport, les prix exigés des Canadien étaient en général inférieurs au prix du gaz exporté, de novembre 1986 à avril 1987. En Colombie-Britannique, les prix moyens du gaz exporté étaient légèrement inférieurs à la moyenne des prix canadien pour des ventes semblables, à cause de la forte concurrence qui s'exerce sur le marché energétique du nord-ouest américain et du fait que les producteurs de cette province voulaient conserver une part de ce marché.

Annexe A-2

RÉSUMÉ DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS ET DE GAZ NATUREL[a]

(premier semestre)

			1986	1987	Augmentation (Diminution)
			(en milliers de m^3/jour)		(%)
PRODUITS PÉTROLIERS[b]					
Production	-	Pétrole brut	244	250	2
	-	Liquides de gaz naturel[c]	37	40	8
	-	**PRODUCTION TOTALE**	**281**	**290**	**3**
Exportations nettes[d]	-	Pétrole brut	41	42	2
	-	Liquides de gaz naturel	13	12	(7)
	-	Produits raffinés	3	5	67
	-	**TOTAL DES EXPORTATIONS NETTES**	**57**	**59**	**3**
Consommation	-	Liquides de gaz naturel	29	33	14
	-	Produits raffinés	219	222	1
	-	**TOTAL DE LA CONSOMMATION**	**248**	**255**	**3**
GAZ NATUREL			(en millions de m^3/jour)		(%)
Production			205	213	4
Exportations nettes			57	71	24
Consommation			148	142	(4)
Exportations autorisées par l'ONE			146	152	4

NOTA: (a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:

Production – Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportation nettes – Direction des approvisionnements en pétrole d'ÉMR
Consommation – Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(b) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et le brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz. Les données sur la production, les exportations nettes et la consommation ne donnent pas un aperçu complet de l'équilibre entre l'offre et la demande, puisque la consommation de l'industrie elle-même et les variations de ses stocks ne sont pas comprises.

(c) Ne comprend pas la production des raffineries: 8,0 milliers de m^3/j en 1987 et 7,9 milliers de m^3 /j en 1986.

(d) Les importations pétrolières brutes (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) pour 1986 et 1987 ont atteint respectivement 51 000 m^3/j et 56 400 m^3/j (320 900 b/j et 354 900 b/j), ou 20% et 22% de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

PRIX DU GAZ NATUREL CANADIEN: 1974 À 1987

	Prix au départ du gisement, y compris les rentrées supplémentaires des exportations	Prix à la frontière de l'Alberta	Prix à Toronto	Ventes pondérées réalisées en Ontario	Marché de l'Ontario		
					Résidentiel	Commercial	Industriel
	$ par gigajoule						
1974	...	0,28	0,55	0,83	1,26	0,94	0,64
1975	...	0,53	0,82	1,13	1,56	1,21	0,94
1976	0,98	0,84	1,24	1,61	2,04	1,69	1,40
1977	1,21	1,04	1,47	1,85	2,44	1,96	1,37
1978	1,44	1,28	1,77	2,14	2,74	2,22	1,90
1979	1,66	1,36	1,92	2,35	3,03	2,43	2,06
1980	2,30	1,61	2,23	2,69	3,43	2,73	2,36
1981	2,34	1,75	2,42	3,40[a]	4,24	3,41	3,03
1982	2,53	2,01	2,80	4,16[a]	4,93	4,12	3,70
1983	2,48	2,48	3,38	4,74[a]	5,72	4,78	4,15
1984	2,61	2,78	3,71	4,77	5,79	4,86	4,16
1985	2,47	2,80	3,76	4,76	5,83	4,89	4,13
1986 jan.	2,41	2,80	3,78	4,81	5,56	4,79	4,13
fév.	2,35	2,80	3,78	4,83	5,58	4,79	4,17
mars	2,33	2,80	3,78	4,81	5,61	4,81	4,13
avril	2,25	2,80	3,78	4,72	5,75	4,81	4,01
mai	2,31	2,80	3,78	4,72	6,10	4,88	4,10
juin	2,25	2,80	3,78	4,67	6,61	4,94	4,09
juil.	2,28	2,80	3,78	4,74	6,74	4,94	4,11
août	2,26	2,80	3,78	4,62	6,96	5,00	3,95
sept.	2,30	2,80	3,78	4,60	6,65	4,91	3,95
oct.	2,43	2,80	3,78	4,60	6,12	4,90	3,89
nov.[b]	--	--	--	4,65	5,77	4,79	3,86
déc.	--	--	--	4,72	5,57	4,70	3,99
Moyenne	--	--	--	4,71	6,09	4,86	4,03
1987 jan.	--	--	--	4,56	5,33	4,48	3,84
fév.	--	--	--	4,63	5,45	4,61	3,76
mars	--	--	--	4,60	5,53	4,66	3,75
avril	--	--	--	4,54	5,69	4,69	3,72
mai	--	--	--	4,48	6,03	4,75	3,70
juin	--	--	--	4,31	6,53	4,84	3,61

NOTA: (a) L'augmentation de la moyenne des ventes réalisées de 1981 à 1983 traduit la mise en place de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN).

(b) Une nouvelle entente sur le gaz naturel intervenue entre les gouvernments fédéral et provinciaux, prévoyait la déréglementation des prix et des marchés du gaz naturel à compter du 1er novembre 1986. Il en résulte maintenant que le prix du gaz naturel sur le marché canadien est négocié entre les acheteurs et les vendeurs.

Annexe A-4

PRIX DU PÉTROLE BRUT CANADIEN: 1981 À 1987

		Prix du brut classique à la tête de puits[a]		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
		($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)
1981									
1er	janv.	17,75	111,70	5,05	31,77	22,80	143,47	24,07	151,47
1982									
1er	janv.	23,50	147,89	7,45	46,89	30,95	194,78	32,54	204,77
1983									
1er	janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,79	225,25
1984									
10	nov.	29,75	187,22	7,69	48,39	37,44	235,61	39,44	248,21
1985									
1er	juin	36,40	229,06					38,30	241,02
	juil.	35,45	223,09					37,36	235,11
	août	35,21	221,58					37,12	233,60
	sept.	35,42	222,90					37,33	234,92
	oct.	36,27	228,25					38,18	244,26
	nov.	37,27	234,54					39,19	246,62
	déc.	37,06	233,22					38,99	245,36
1986									
	janv.	32,79	206,34					34,76	218,93
	fév.	22,20	139,70					24,18	152,16
	mars	16,48	103,71					18,46	116,17
	avril	15,74	99,05					17,71	111,45
	mai	18,25	114,85					20,17	126,93
	juin	17,28	108,74					19,25	121,14
	juil.	14,60	91,88					16,58	104,34
	août	17,68	111,26					19,66	123,72
	sept.	18,90	118,94					20,97	131,96
	oct.	18,47	116,23					20,54	129,26
	nov.	18,79	118,24					20,86	131,27
	déc.	19,23	121,01					21,30	134,04
1987									
	janv.	22,74	143,10					24,87	156,51
	fév.	21,94	138,07					24,17	152,10
	mars	20,36	128,13					22,48	141,47
	avril	21,90	137,80					23,43	147,44
	mai	23,13	138,78					24,66	155,18
	juin	23,96	150,78					25,49	160,40
	juil.	25,17	158,39					26,70	168,02
	août	25,10	157,95					26,63	167,58
	sept.	23,12	145,53					24,69	155,35

NOTA: (a) À partir du 1er juin 1985 (par suite de la déréglementation), le prix à la tête de puits, figurant sur ce tableau, a été calculé en se fondant sur le prix d'achat à Edmonton, moins les frais de collecte évalués à environ 3,77$/m^3 (60 cents le baril).

(b) Les frais de collecte et de transport, ainsi que les frais exigibles, constituent la différence entre le prix à la tête de puits et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se sont chiffrés à 13,34$/m^3 (2,12$/b) le premier mars 1987.

PÉTROLE BRUT - MOYENNE DES COÛTS D'ACQUISITION AUX RAFFINERIES[1] PAR RÉGION ($/m³)

		COLOMBIE-BRITANNIQUE	PRAIRIES	ONTARIO	QUÉBEC[2]	RÉGION DE L'ATLANTIQUE[2]	TOTAL CANADA
1985	déc.	241,96	234,47	241,77	244,48	252,60	242,10
1986	jan.	225,22	210,50	234,03	242,48	246,43	230,49
	fév.	174,94	144,86	207,92	218,90	218,24	193,64
	mars	138,82	108,68	159,84	167,72	147,25	145,35
	avril	108,24	106,22	128,56	117,67	107,10	117,34
	mai	119,50	121,20	113,33	116,16	121,77	117,24
	juin	117,61	113,15	117,80	122,66	120,63	117,77
	juil.	105,72	95,28	116,99	108,92	102,45	106,79
	août	116,48	115,48	110,82	105,20	103,83	111,07
	sept.	122,39	122,39	121,20	116,48	114,97	120,26
	oct.	124,16	118,31	128,56	126,95	127,12	125,03
	nov.	123,40	121,89	126,74	125,91	124,85	124,81
	déc.	127,24	126,42	128,82	132,35	132,59	128,97
1987	jan.	137,44	146,44	134,34	140,90	145,24	140,15
	fev.	146,44	142,16	148,20	150,93	154,18	147,70
	mars	143,80	137,19	145,51	145,85	145,68	143,23
	avril	144,48	140,71	146,69	151,60	154,80	148,78
	mai	147,80	149,01	147,25	155,42	156,19	150,02
	juin	153,54	154,61	153,04	157,39	158,08	154,93
	juil.	158,14	160,84	162,40	164,21	163,55	161,66
	août	165,19	161,41	166,44	164,91	165,12	164,43
	sept.	162,29	148,20	165,19	158,58	157,37	158,89

MOYENNE DES COÛTS DE TRANSPORT[3] À PARTIR D'EDMONTON ($/m³)

		VANCOUVER	RÉGINA	SARNIA	TORONTO	MONTRÉAL
1985	déc.	5,10	1,45	6,98	7,43	8,50
1986	jan.-juil.	5,10	1,64	7,17	7,61	8,81
	août	5,10	1,65	7,17	7,61	8,87
	sept.-oct.	5,10	1,80	7,42	7,92	9,25
	nov.-déc.	4,47	1,80	7,42	7,92	9,25
1987	jan.	4,47	1,95	7,68	8,24	9,75
	fev.	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	mars	4,47	1,95	7,55	8,12	9,56
	avril	4,47	1,95	7,49	8,06	9,56
	mai	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	juin	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	juil.	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	août	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	sept.	4,47	2,07	7,68	8,30	9,82

SOURCE: **Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole**

(1) Les variations de la moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région est attribuable à des différences dans la qualité et au temps écoulé entre l'achat comme tel et les dates de livraison. En estimant à six semaines le délai de livraison d'Edmonton à Montréal, les réceptions d'un mois donné, à Montréal, refléteraient des achats de brut effectués au cours des deux mois précédents.

(2) Les moyennes exactes du coût d'importation du pétrole brut ne sont pas disponibles pour le Québec et la région de l'Atlantique, en raison de leur caractère confientiel. On a donc utilisé la moyenne des coûts d'importation de l'ensemble de l'Est canadien pour le calcul des moyennes régionales du Québec et de la région de l'Atlantique.

(3) Comprend les tarifs des pipelines et les pertes inhérentes aux pipelines, mais non les frais de transport par camion.

Annexe A-6

MOYENNE DES PRIX NETS[1] DE CERTAINS PRODUITS ET CATÉGORIES COMMERCIALES IMPORTANTS, PAR RÉGION

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution)[2]
	cents le litre		
ESSENCE ORDINAIRE SANS PLOMB - Vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	35,6	29,9	(5,7)
Québec	32,4	29,7	(2,7)
Ontario	29,0	26,0	(3,0)
Prairies	32,6	28,4	(4,2)
Région du Pacifique	32,2	28,0	(4,2)
TOTAL - CANADA	31,1	27,8	(3,3)
CARBURANT DIESEL - Catégories commerciale et industrielle			
Région de l'Atlantique	29,0	21,4	(7,6)
Québec	27,0	20,9	(6,1)
Ontario	26,9	20,5	(6,4)
Prairies	26,6	20,4	(6,2)
Région du Pacifique	26,9	21,1	(5,8)
TOTAL - CANADA	26,9	20,7	(6,2)
MAZOUT LÉGER - Vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	34,3	26,9	(7,4)
Québec	33,4	24,5	(8,9)
Ontario	35,8	28,1	(7,7)
Région du Pacifique	34,2	27,2	(7,0)
TOTAL - CANADA	34,7	26,7	(8,0)
MAZOUT LOURD #6 - Toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	18,2	13,4	(4,8)
Québec	15,4	12,7	(2,7)
Ontario	13,1	11,5	(1,6)
Région du Pacifique	12,0	12,2	0,2
TOTAL - CANADA	14,2	13,5	(0.7)
TOTAL DES PRODUITS PÉTROLIERS[3] - Toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	31,7	22,7	(9.0)
Québec	29,9	22,9	(7,0)
Ontario	29,6	23,9	(5,7)
Prairies	29,8	24,3	(5,5)
Région du Pacifique	29,2	24,4	(4,8)
TOTAL - CANADA	29,8	23,7	(6,1)

SOURCE: **Statistique Canada, Division des prix**

---

(1) Les moyennes pondérées des prix figurant sur ce tableau sont calculés à partir des données sur les volumes et le revenu des ventes provenant d'une étude menée auprès des grandes raffineries et concernant un large éventail de produits et de classes commerciales spécifiques. Les taxes provinciales sur les carburants, les taxes d'accise et de vente fédérales et les marges bénéficiaires des détaillants ont été déduites des prix.

(2) Il s'agit des changements dans les prix nets par rapport à la même période de l'année précédente.

(3) Il s'agit de la somme des produits pétroliers de l'échantillon de l'étude de Statistique Canada.

PRIX DE CERTAINS PRODUITS PÉTROLIERS IMPORTANTS VENDUS À DES REVENDEURS PRIVÉS

(premier semestre)

	1986		1987	
	Prix cents le litre	Part du marché(1) (%)	Prix cents le litre	Part du marché(1) (%)
ESSENCE SUPER SANS PLOMB				
Québec	25,5	10,7	24,0	10,5
Ontario	26,0	11,7	23,1	11,7
Prairies	26,5	6,0	23,7	5,6
ESSENCE ORDINAIRE SANS PLOMB				
Québec	24,7	14,5	22,9	11,5
Ontario	24,8	23,0	22,1	20,4
Prairies	25,4	15,7	21,6	12,6
ESSENCE ORDINAIRE				
Québec	22,9	18,5	20,4	19,1
Ontario	23,3	24,4	20,3	24,1
Prairies	23,7	17,1	20,7	14,9
CARBURANT DIESEL				
Québec	21,9	13,1	19,1	16,2
Ontario	24,4	11,2	19,1	9,3
MAZOUT LÉGER				
Québec	25,6	31,6	18,1	30,7
Ontario	25,2	33,8	17,9	32,4
Région du Pacifique	31,1	10,2	23,4	10,2

SOURCE: **Statistique Canada, Division des prix**

(1) Estimation de la part du marché des ventes des raffineries déclarantes, à l'exception des importations.

Annexe A-8

BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ ET PAR SEGMENT

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution)	
	en millions de $			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
En amont	206	405	199	97
En aval	222	158	(64)	(29)
Autres activités au Canada	(160)	91	251	-
Activités étrangères	(31)	(4)	27	-
Total, sociétés sous contrôle canadien	**237**	**649**	**412**	**173**
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
En amont	479	752	273	57
En aval	100	317	217	216
Autres activités au Canada	(104)	39	143	-
Activités étrangères	6	30	24	370
Total, sociétés sous contrôle étranger	**481**	**1 137**	**656**	**136**
TOTAL, INDUSTRIE				
En amont	685	1 157	472	69
En aval	322	474	152	47
Autres activités au Canada	(264)	129	393	-
Activités étrangères	(25)	25	50	-
TOTAL, INDUSTRIE	**719**	**1 786**	**1 067**	**148**

RAPPORT DES FRAIS D'INTÉRÊT AU REVENU AVANT IMPÔT[a]

(premier semestre)

	(1) Revenu avant impôts	(2) Frais d'intérêt subis	(3) Taux des frais d'intérêt fois
	----- en millions de $ -----		
Sociétés intégrées et raffineurs	1 877	206	9,1
Sociétés pétrolières et gazières			
Grandes sociétés	1 795	753	2,4
Petites sociétés	551	306	1,8
Total, sociétés pétrolières et gazières	2 346	1 058	2,2
TOTAL, INDUSTRIE	**4 223**	**1 265[b]**	**3,3**
Sous contrôle canadien	1 929	935	2,1
Sous contrôle étranger	2 296	330	7,0

NOTA: (a) Les données de la colonne 1 représentent le total du revenu de l'ensemble des activités avant impôts et paiement des intérêts, alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêt subis (versés et capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 1 à la colonne 2.

(b) En plus de 1,2 milliard de dollars de frais d'intérêt versés pendant le 1er semestre de 1987, il y a eu capitalisation de 45 millions de dollars (presqu'entièrement par des sociétés sous contrôle canadien).

Annexe A-10

TAUX DE RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE CANADIENNE

	1982	1983	1984	1985	1986	premier semestre de 1987	Moyenne de cinq ans se terminant premier semestre de 1986	1987
	----------	----------	----------	----------	%	----------	----------	----------
DE LA MOYENNE DU CAPITAL UTILISÉ								
AMONT								
Sociétés sous contrôle canadien	6,6	4,4	6,2	5,1	(4,0)	5,2	3,7	3,4
Sociétés sous contrôle étranger	10,0	14,0	12,3	10,9	3,9	8,9	10,2	10,0
Total de l'industrie*	7,9	8,1	8,6	7,3	(0,9)	6,7	6,2	6,0
AVAL[a]								
Sociétés sous contrôle canadien	(2,3)	(2,4)	3,9	(1,8)	5,5	4,5	0,6	1,9
Sociétés sous contrôle étranger	4,6	0,8	4,0	3,2	7,5	8,0	4,0	4,7
Total de l'industrie*	2,9	(0,1)	4,0	1,4	6,7	6,5	3,0	3,7
TOTAL DES ACTIVITÉS[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	4,3	2,1	6,1	3,9	(4,3)	5,3	2,4	2,6
Sociétés sous contrôle étranger	7,3	8,2	8,2	7,1	4,4	8,2	7,0	7,2
Total de l'industrie	5,6	4,8	7,1	5,2	(0,8)	6,5	4,4	4,6
* *Memo: Raffineurs nationaux/Comm.*	2,3	(1,1)	3,3	0,8	6,4	6,2	2,3	3,1
Raffineurs régionaux/Comm.	5,0	3,3	6,2	2,8	7,4	7,4	4,9	5,4
DE LA MOYENNE DE L'AVOIR								
ACTIVITÉS AU CANADA								
Sociétés sous contrôle canadien	4,2	(2,2)	5,8	3,6	(15,1)	8,1	(0,7)	0,1
Sociétés sous contrôle étranger	9,9	11,8	12,6	11,1	5,7	12,3	10,2	10,7
Total de l'industrie	7,3	5,2	9,5	7,1	(5,0)	10,3	4,8	5,4
TOTAL DES ACTIVITÉS[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	1,3	(3,4)	6,6	3,6	(18,9)	7,6	(2,2)	(0,9)
Sociétés sous contrôle étranger	9,7	11,8	12,6	11,0	5,7	12,5	10,2	10,7
Total de l'industrie	5,8	4,5	9,8	7,0	(7,2)	10,1	4,0	4,8

NOTA: (a) Dans le présent tableau, le terme aval désigne uniquement les activités liées aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'il exclut les activités pétrochimiques et les autres activités aval.

(b) Activités amont, aval (comprenant aussi les activités pétrochimiques et les autres activités aval), autres activités au Canada et à l'étranger.

TAUX DE RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES[a]

(premier semestre)

	1982	1983	1984	1985	1986	premier semestre de 1987	Moyenne de cinq ans se terminant premier semestre de 1986	1987
				%				
RENDEMENT DE L'AVOIR DES ACTIONNAIRES[b]								
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	8,0	5,0	10,0	9,5	(5,2)	10,2	5,4	5,9
AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES	5,0	8,9	10,7	9,6	9,7	10,7	8,8	9,9
Secteur manufacturier	3,9	9,5	12,1	10,2	10,6	12,7	9,3	11,0
Secteur minier	(1,8)	1,6	2,3	0,9	1,3	4,8	0,8	2,2
Autres industries	8,4	10,0	11,4	11,2	10,6	9,8	10,3	10,6
RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ[c]								
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	6,9	4,7	7,2	6,7	(0,2)	7,1	5,1	5,1
AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES	5,1	7,1	8,2	7,6	7,5	8,1	7,1	7,7
Secteur manufacturier	4,3	8,0	9,6	8,3	8,5	9,7	7,7	8,8
Secteur minier	4,4	1,9	3,5	2,0	2,3	4,8	2,8	2,9
Autres Industries	6,9	7,3	8,0	8,0	7,6	7,3	7,6	7,6

SOURCE: **Statistique Canada 61-003, Trimestriel des sociétés industrielles**.

NOTA: (a) Les renseignements au tableau 3 (page 1-3) sont basés sur les données de l'ASSP, telles que présentées à l'annexe A, tableau10.

(b) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme le profit net après impôt et postes extraordinaires divisé par la valeur comptable moyenne. Il sert à mesurer le rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés de type et de taille différents.

(c) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les chiffres de bénéfices nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été rajustés en additionnant l'intérêt versé après impôt sur les emprunts.

Annexe A-12

VENTILATION DES SUBVENTIONS DU PESP ET DU PCEEMV PAR RÉGION ET PAR TYPE DE DÉPENSES

(premier semestre)

	Exploration	Mise en valeur et production	TOTAL	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
	en millions de $				
Colombie-Britannique					
1986	8	5	13	13	-
1987	-	-	-	-	-
Alberta					
1986	80	35	115	115	-
1987	14	5	19	18	2
Saskatchewan					
1986	8	7	15	15	-
1987	1	2	4	4	-
Autres Provinces					
1986	3	1	4	4	-
1987	1	-	1	1	-
Mer de Beaufort					
1986	129	-	129	122	6
1987	7	-	7	7	-
Est du Labrador					
1986	210	-	210	208	2
1987	32	-	32	31	1
Secteur sud du plateau de l'Atlantique					
1986	57	-	57	50	8
1987	3	-	3	2	1
Autres Terres du Canada					
1986	52	-	52	45	7
1987	15	-	15	14	1
TOTAL					
1986	548	47	595	572	23
1987	74	8	82	77	4

NOTA: Les subventions du PESP sont des subventions versées aux entreprises admissibles pour la réalisation de travaux d'exploration, de mise en valeur et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administre et verse les subventions relatives aux activités exécutées dans la province, et le gouvernement du Canada exécute le Programme dans le reste du Canada.

PUITS ACHEVÉS ET MÈTRES DE FORAGE AU CANADA

(premier semestre)

	PUITS D'EXPLORATION			PUITS DE MISE EN VALEUR		
	1986	1987	Augmentation (Diminution) (%)	1986	1987	Augmentation (Diminution) (%)
PUITS ACHEVÉS (nombre de puits)						
Colombie-Britannique	52	35	(33)	80	31	(61)
Alberta	1 126	816	(28)	2 402	1 068	(56)
Saskatchewan	197	104	(47)	577	229	(60)
Autres provinces	62	18	(71)	101	38	(62)
Nord du Canada[a]	36	3	(92)	12	14	17
Zones extracôtières[b]	9	3	(67)	-	-	-
TOTAL	**1 482**	**979**	**(34)**	**3 172**	**1 380**	**(56)**
MÈTRES DE FORAGE (milliers)						
Colombie-Britannique	92	72	(22)	124	52	(58)
Alberta	1 671	1 308	(22)	2 818	1 345	(52)
Saskatchewan	206	114	(47)	591	217	(63)
Autres provinces	49	12	(76)	78	24	(69)
Nord du Canada[a]	71	9	(87)	10	12	20
Zones extracôtières[b]	34	12	(65)	-	-	-
TOTAL	**2 123**	**1 527**	**(28)**	**3 621**	**1 650**	**(54)**

SOURCE: **Oilweek**, le 20 juillet 1987.

NOTA: (a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60^{e} parallèlle, y compris la baie d'Hudson.

(b) Les régions situées au large des côtes Est et Ouest.

Annexe A-14

DÉPENSES D'EXPLORATION BRUTES AU CANADA, PAR RÉGION

(premier semestre)

	1986	1987	Augmentation (Diminution) (%)
	---- en millions de $ ---		
TERRES PROVINCIALES			
Colombie-Britannique	96	60	(38)
Alberta	1 054	848	(20)
Saskatchewan	64	58	(11)
Autres Provinces	12	5	(54)
TOTAL, TERRES PROVINCIALES	**1 227**	**972**	**(21)**
TERRES DU CANADA			
Mer de Beaufort	226	20	(91)
Est du Labrador	264	77	(71)
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	127	24	(81)
Autres Terres du Canada	91	28	(69)
TOTAL, TERRES DU CANADA	**708**	**149**	**(79)**
TOTAL, CANADA	**1 934**	**1 121**	**(42)**

TAUX DE RÉINVESTISSEMENT

(premier semestre)

	Total[a]		En amont[b]		En Amont[c] et en aval	
	1986	1987	1986	1987	1986	1987
	(%)		(%)		(%)	
Sociétés intégrées et raffineurs	72	39	89	52	75	42
Sociétés pétrolières et gazières						
Grands producteurs	101	66	96	53	95	54
Petits producteurs	147	103	143	93	147	93
Total, sociétés pétrolières et gazières	116	77	109	64	109	65
TOTAL, INDUSTRIE	**98**	**59**	**103**	**60**	**95**	**54**
Sous contrôle canadien	123	71	116	64	110	60
Sous contrôle étranger	79	50	92	56	83	49

NOTA: (a) Total des dépenses de capital (sans tenir compte des subventions d'encouragement et autres) exprimées en pourcentage du total des ressources d'autofinancement. Les calculs ne tiennent pas compte de l'évolution des stocks. Si ces derniers avaient été inclus, le taux de réinvestissement aurait été de 64% pour le 1er semestre de 1987 contre 50% pour la même période en 1986.

(b) Dépenses en capital dans le secteur amont (sans tenir compte des subventions d'encouragement) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(c) Dépenses en capital amont et aval nettes ('liées au pétrole') et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

Annexe A-16

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

(premier semestre)

	1986	1987	Pourcentage du revenu net[a] 1986	1987
	- en millions de $ -		(%)	
Sociétés intégrées et raffineurs	393	349	136	36
Sociétés pétrolières et gazières				
Grands producteurs	1 138	292	275	39
Petits producteurs	66	65	421	98
Total, sociétés pétrolières et gazières	1 204	357	280	44
TOTAL, INDUSTRIE	**1 597**	**705**	**222**	**40**
Sous contrôle canadien	325	239	137	37
Sous contrôle étranger	1 272	466	264	41

NOTA: (a) Obtenu en divisant les dividendes payés par le groupe de sociétés par son revenu net de l'ensemble de ses activités (annexe B, tableau 1).

MOUVEMENTS INTERNATIONAUX DE TRÉSORERIE EN 1986

	COMPTE COURANT				COMPTE DE CAPITAL			
	Intérêt	Dividendes	Paiements de service	TOTAL	Direct	Autres	TOTAL	TOTAL GLOBAL
	en millions de $							
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AUX INVESTISSEMENTS À LONG TERME AU CANADA								
Sous contrôle canadien	(403)	(11)	(15)	(429)	-	553	553	124
Sous contrôle étranger	(228)	(1 477)	(196)	(1 901)	(2 149)	(894)	(3 043)	(4 944)
ENTRÉES (SORTIES)	(631)	(1 488)	(211)	(2 330)	(2 149)	(341)	(2 490)	(4 820)
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AUX INVESTISSEMENTS À LONG TERME À L'ÉTRANGER								
Sous contrôle canadien	19	89	3	111	(147)	9	(137)	(26)
Sous contrôle étranger	40	7	11	58	73	178	250	308
ENTRÉES (SORTIES)	59	96	14	169	(74)	187	113	282
TOTAL								
Sous contrôle canadien	(384)	78	(12)	(318)	(147)	562	415	97
Sous contrôle étranger	(189)	(1 470)	(185)	(1 844)	(2 076)	(716)	(2 792)	(4 636)
ENTRÉES (SORTIES)	(573)	(1 392)	(197)	(2 162)	(2 223)	(154)	(2 377)	(4 539)
TRANSACTIONS INTERNATIONALES LIÉES AUX INVESTISSEMENTS À COURT TERME								
Sous contrôle canadien					(6)	1	(5)	(5)
Sous contrôle étranger					19	480	499	499
ENTRÉES (SORTIES)					13	482	494	494

NOTA: Les transactions directes sont celles qui sont effectuées entre des sociétés (lien de dépendance).

Annexe A-18

CAPITAL UTILISÉ, PAR ÉLÉMENT DE CAPITAL

	1985			1986		
	Sociétés-sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	TOTAL	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	TOTAL
	en millions de $					
DETTE À LONG TERME						
Obligations, obligations garanties, etc.	4 738	2 416	7 154	4 533	1821	6 354
Part des sociétés-mères	733	858	1 591	465	1 208	1 673
Prêts bancaires	12 013	2 022	14 035	11 202	3 643	14 845
Autres	1 418	192	1 610	1 761	237	1 998
Total de la dette à long terme	18 902	5 448	24 390	17 961	6 909	24 870
AVOIR PROPRE						
Actions privilégiées	5 482	863	6 345	4 152	948	5 100
Actions ordinaires						
Valeur	8 819	3 618	12 437	9 671	4 031	13 I702
Bénéfices non distribués	6 075	14 041	20 116	3 203	12 199	15 402
Surplus d'apport	1 517	836	2 353	2 106	1 297	3 403
Valeur totale de l'avoir propre	16 420	18 494	34 914	15 081	17 527	32 608
TOTAL DE L'AVOIR PROPRE	21 902	19 357	41 259	19 232	18 475	37 707
TOTAL - CAPITAL UTILISÉ	40 804	24 845	65 649	37 193	24 384	62 577
PARTICIPATION MINORITAIRE	326	130	456	992	308	1 300
DETTE A LONG TERME SELON LE TAUX D'INTÉRET						
Fluctuant (Préférentiel ou Libor)	17 762	12 300	15 062	12 576	2 670	15 246
Fixe	6 140	3 188	9 328	5 385	4 239	9 624
	(%)					
Taux fluctuant comme pourcentage du total	67,5	41,9	61,8	70,0	38,6	61,3

DÉDUCTIONS DE L'ANNÉE EN COURS ET RÉSERVES FISCALES RESTANTES[1]

	SOUS CONTRÔLE CANADIEN			SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER		
	Déductions	Solde	Taux d'utilisation[2]	Déductions	Solde	Taux d'utilisation[2]
	----- en millions de $ -----		(%)	----- en millions de $ -----		(%)
1986						
DPA	1 420	6 386	18	984	5 034	16
FEC	316	1 016	24	928	608	60
FAC	538	1 665	24	443	1 245	26
DEG	104	899	10	137	901	13
FBCPG	209	1 665	11	116	1 480	7
FEAE	50	516	9	23	107	8
TOTAL	2 871	12 812	18	2 638	9 510	22
1985						
DPA	1 514	5 506	22	1 261	4 773	21
FEC	1 331	1 105	55	995	689	59
FAC	348	1 337	21	481	1 289	27
DEG	291	971	23	350	804	30
FBCPG	196	1 716	10	110	1 356	8
FEAE	61	509	11	7	85	8
TOTAL	3 816	11 704	25	3 221	9 304	26

(1) Abbréviations:

DPA	=	Déductions pour amortissement
FEC	=	Frais d'exploration au Canada
FAC	=	Frais d'aménagement au Canada
DEG	=	Déduction pour épuisement gagné
FBCPG	=	Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz
FEAE	=	Frais d'exploration et d'aménagement étrangers.

Les totaux comprennent les autres catégories fiscales qui ne sont pas précisées séparément.

(2) Le taux d'utilisation est le taux des déductions par rapport aux soldes avant déductions.

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(PREMIER SEMESTRE)

ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL----			--AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	9294	8592	-7.6	14227	13003	-8.6	1384	1302	-5.9	849	662	-22.0	25754	23560	-8.5
REDEVANCES & AUTRES PAI.	1845	1408	-23.7	0	0	--	0	0	--	0	0	--	1845	1408	-23.7
TRPG & AUTRES TAXES	377	0	100.0	1491	1928	29.3	18	10	-43.0	47	42	-10.2	1933	1981	2.5
REC. NETTES APRES REDEV.	7072	7184	1.6	12735	11075	-13.0	1366	1292	-5.4	802	620	-22.7	21976	20171	-8.2
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	10493	8155	-22.3	496	615	24.1	184	178	-3.0	11173	8949	-19.9
FRAIS D'INTERETS	780	733	-6.1	78	47	-39.9	497	420	-15.4	36	18	-49.5	1391	1218	-12.5
FRAIS D'EXPLOITATION	2435	2209	-9.3	1537	1609	4.7	203	289	42.1	254	137	-46.2	4430	4244	-4.2
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	27	24	-10.5	16	19	23.8	-1	1	--	0	0	--	41	45	7.5
AUTRES FRAIS	314	172	-45.3	27	17	-36.5	100	60	-40.2	43	27	-37.4	485	276	-43.1
FR. DE R&D DES SABLES	11	5	-48.1	0	0	--	0	0	--	0	0	--	11	5	-48.1
DEPENSES E&M	459	327	-28.7	0	0	--	28	13	-54.1	1	2	264.6	488	342	-29.9
DEPRECIATION	447	459	2.5	342	360	5.2	115	94	-17.8	44	11	-75.0	947	923	-2.5
EPUISEMENT	849	876	3.1	0	0	--	10	8	-22.4	188	169	-10.3	1047	1052	0.5
AMORTISSEMENT	280	248	-11.6	-102	22	--	35	-159	--	28	1	-96.0	242	112	-53.8
FRAIS NON-MON. ET E&M	2047	1915	-6.5	240	381	58.9	187	-44	--	261	183	-29.9	2735	2435	-11.0
REVENU AVANT IMPOTS	1468	2131	45.2	344	846	145.9	-117	-50	--	26	78	204.7	1721	3005	74.6
IMPOT FEDERAL	446	555	24.5	53	206	291.4	-95	-164	--	46	60	31.3	450	658	46.2
IMPOT PROVINCIAL	41	82	99.5	9	63	--	-19	-35	--	-0	0	--	31	111	251.8
IMPOT COURANT	487	638	30.9	62	269	334.2	-114	-199	--	46	60	31.9	481	768	59.6
REV. APRES IMPOT COUR.	981	1493	52.3	282	576	104.4	-3	149	--	-20	18	--	1239	2236	80.5
IMPOT REPORTE	249	208	-16.7	-86	102	--	50	51	2.4	4	-2	--	218	359	64.8
REVENU NET APRES IMPOT	731	1286	75.8	368	474	28.9	-53	98	--	-25	19	--	1021	1877	83.8
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-46	-129	--	-45	1	--	-210	31	--	0	6	--	-302	-91	--
REV. NET APR. POSTES EXT	685	1157	68.9	322	474	47.2	-264	129	--	-25	25	--	719	1786	148.4
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	3028	3408	12.6	522	958	83.5	184	105	-43.0	241	200	-16.7	3975	4671	17.5

Annexe B-1

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(PREMIER SEMESTRE)

SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL----			--AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	2843	2843	--	13814	12732	-7.8	809	835	3.2	50	91	81.2	17515	16501	-5.8
REDEVANCES & AUTRES PAI.	584	447	-23.4	0	0	--	0	0	--	0	0	--	584	447	-23.4
TRPG & AUTRES TAXES	95	0	100.0	1489	1928	29.5	15	8	-49.3	0	0	100.0	1599	1936	21.0
REC. NETTES APRES REDEV.	2163	2395	10.7	12325	10805	-12.3	794	827	4.2	50	91	81.3	15332	14118	-7.9
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	10275	8064	-21.5	495	615	24.2	0	46	--	10770	8725	-19.0
FRAIS D'INTERETS	4	2	-49.8	49	39	-19.6	211	150	-28.9	1	1	-46.8	266	192	-27.6
FRAIS D'EXPLOITATION	896	859	-4.1	1435	1507	5.0	-60	76	--	28	15	-47.0	2299	2457	6.9
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	11	11	0.3	15	19	29.2	-0	1	--	0	0	--	26	31	21.8
AUTRES FRAIS	69	43	-36.8	26	17	-36.8	35	29	-14.9	0	0	--	129	90	-30.8
FR. DE R&D DES SABLES	4	0	-92.3	0	0	--	0	0	--	0	0	--	4	0	-92.3
DEPENSES E&M	127	101	-20.6	0	0	--	41	9	-78.3	0	0	--	168	110	-34.6
DEPRECIATION	148	158	6.7	311	332	6.8	42	39	-7.3	1	1	20.9	502	530	5.6
EPUISEMENT	144	148	2.5	0	0	--	0	0	--	9	12	25.5	153	159	3.9
AMORTISSEMENT	107	131	22.3	19	23	17.3	-72	-15	--	3	0	-97.9	57	138	141.5
FRAIS NON-MON. ET E&M	530	538	1.4	331	355	7.4	11	33	194.6	13	12	-3.5	885	939	6.0
REVENU AVANT IMPOTS	653	942	44.3	194	802	313.1	102	-77	--	8	17	122.8	957	1684	76.0
IMPOT FEDERAL	178	265	48.3	36	206	--	-67	-169	--	10	9	-11.3	157	310	97.7
IMPOT PROVINCIAL	36	68	91.6	6	63	--	-14	-36	--	0	0	--	27	95	245.5
IMPOT COURANT	214	333	55.5	42	269	--	-81	-205	--	10	9	-11.3	184	405	119.7
REV. APRES IMPOT COUR.	439	609	38.8	153	534	249.7	183	128	-30.1	-2	8	--	773	1279	65.5
IMPOT REPORTE	163	92	-43.4	21	98	373.0	100	110	10.1	-3	-0	--	281	300	6.8
REVENU NET APRES IMPOT	276	517	87.2	132	435	230.2	83	18	-78.5	0	9	--	492	979	99.1
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	0	0	--	-45	1	--	-158	0	--	0	0	--	-203	1	--
REV. NET APR. POSTES EXT	276	517	87.2	87	436	--	-74	18	--	0	9	--	289	979	239.1
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	969	1147	18.3	483	889	83.9	195	161	-17.1	11	21	92.1	1658	2218	33.8

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(PREMIER SEMESTRE)

PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL----			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	1819	1510	-17.0	52	42	-18.5	139	149	7.4	563	330	-41.5	2572	2031	-21.0
REDEVANCES & AUTRES PAI.	375	267	-28.8	0	0	--	0	0	--	0	0	--	375	267	-28.8
TRPG & AUTRES TAXES	63	0	100.0	0	0	--	-1	0	--	30	27	-9.8	92	27	-71.0
REC. NETTES APRES REDEV.	1381	1243	-10.0	52	42	-18.5	140	149	6.9	533	303	-43.2	2106	1738	-17.5
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	24	9	-63.9	1	1	-16.5	131	82	-37.4	156	91	-41.5
FRAIS D'INTERETS	327	256	-21.6	24	0	-99.8	19	22	19.1	22	7	-68.0	391	285	-27.0
FRAIS D'EXPLOITATION	376	327	-13.2	8	28	248.3	80	53	-34.6	161	60	-62.6	626	468	-25.3
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	0	0	-97.8	0	0	--	0	0	00.0	0	0	--	0	0	-98.0
AUTRES FRAIS	124	81	-34.6	0	0	0.4	27	14	-47.8	25	19	-22.2	176	114	-34.8
FR. DE R&D DES SABLES	0	0	100.0	0	0	--	0	0	--	0	0	--	0	0	100.0
DEPENSES E&M	24	28	18.3	0	0	--	0	0	--	1	0	-73.5	25	28	15.0
DEPRECIATION	91	96	5.5	11	3	-67.3	12	9	-22.4	32	5	-84.8	145	113	-21.9
EPUISEMENT	319	294	-7.8	0	0	--	6	5	-8.8	122	103	-16.0	446	402	-10.0
AMORTISSEMENT	4	-16	--	-0	0	--	-1	-11	--	15	-4	--	18	-30	--
FRAIS NON-MON. ET E&M	438	403	-8.0	10	3	-66.0	16	3	-79.0	170	103	-39.1	634	513	-19.1
REVENU AVANT IMPOTS	116	177	52.1	-15	1	--	-4	56	--	25	31	23.5	123	266	116.6
IMPOT FEDERAL	20	28	42.4	6	0	-91.6	-1	5	--	24	34	40.4	49	67	36.6
IMPOT PROVINCIAL	-38	-55	--	0	0	-18.5	-0	1	--	0	0	100.0	-38	-54	--
IMPOT COURANT	-18	-27	--	6	1	-89.0	-1	5	--	24	34	40.2	11	12	13.2
REV. APRES IMPOT COUR.	135	204	51.6	-21	1	--	-3	51	--	1	-2	--	112	254	126.8
IMPOT REPORTE	51	50	-1.9	-0	-0	--	0	10	--	-0	4	--	51	64	24.8
REVENU NET APRES IMPOT	84	154	84.3	-21	1	--	-3	41	--	1	-6	--	61	190	213.0
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-46	-129	--	0	0	--	1	0	-99.9	0	6	--	-45	-123	--
REV. NET APR. POSTES EXT	37	26	-31.3	-21	1	--	-2	41	--	1	-0	--	16	67	328.9
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	572	607	6.1	-11	4	--	14	54	300.9	171	101	-41.0	746	767	2.8

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(PREMIER SEMESTRE)

GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL----			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	4633	4240	-8.5	362	229	-36.7	436	318	-27.0	236	241	2.3	5666	5028	-11.3
REDEVANCES & AUTRES PAI.	886	694	-21.7	0	0	--	0	0	--	0	0	--	886	694	-21.7
TRPG & AUTRES TAXES	219	0	100.0	3	1	-78.9	4	3	-26.4	17	15	-11.0	242	19	-92.4
REC. NETTES APRES REDEV.	3528	3545	0.5	359	228	-36.4	432	315	-27.0	219	226	3.3	4538	4315	-4.9
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	194	82	-57.7	0	0	--	53	50	-4.4	247	133	-46.3
FRAIS D'INTERETS	450	475	5.5	5	7	40.4	267	248	-7.1	13	10	-17.9	734	740	0.8
FRAIS D'EXPLOITATION	1162	1023	-12.0	95	74	-21.9	183	161	-12.3	65	61	-5.0	1505	1319	-12.3
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	16	13	-16.2	1	0	100.0	-1	0	--	0	0	--	15	13	-13.9
AUTRES FRAIS	122	48	-60.9	0	0	-44.9	39	17	-57.4	18	8	-59.0	180	72	-60.0
FR. DE R&D DES SABLES	7	5	-20.7	0	0	--	0	0	--	0	0	--	7	5	-20.7
DEPENSES E&M	308	198	-35.8	0	0	--	-13	4	--	-0	2	--	294	203	-30.9
DEPRECIATION	208	205	-1.7	20	24	18.7	61	46	-24.3	11	5	-52.3	300	279	-6.8
EPUISEMENT	387	434	12.3	0	0	--	4	2	-41.5	57	55	-3.8	448	491	9.8
AMORTISSEMENT	170	133	-21.8	-121	-1	--	108	-133	--	10	5	-49.5	167	4	-97.7
FRAIS NON-MON. ET E&M	1079	974	-9.7	-101	23	--	160	-81	--	78	67	-14.1	1216	983	-19.1
REVENU AVANT IMPOTS	699	1012	44.9	165	42	-74.4	-215	-29	--	-7	29	--	641	1055	64.6
IMPOT FEDERAL	248	263	6.0	11	-0	--	-27	0	--	12	18	47.4	244	281	15.0
IMPOT PROVINCIAL	44	69	58.9	3	0	-90.5	-5	1	--	-0	0	--	42	70	67.6
IMPOT COURANT	292	332	13.9	14	0	-99.4	-32	1	--	12	18	50.2	286	351	22.7
REV. APRES IMPOT COUR.	407	680	67.0	151	42	-72.0	-184	-30	--	-19	12	--	355	704	98.3
IMPOT REPORTE	36	66	83.6	-106	4	--	-51	-69	--	7	-5	--	-114	-5	--
REVENU NET APRES IMPOT	371	614	65.4	257	38	-85.3	-133	40	--	-26	17	--	469	708	51.1
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	0	0	--	0	0	--	-54	31	--	0	0	--	-54	31	--
REV. NET APR. POSTES EXT	371	614	65.4	257	38	-85.3	-188	71	--	-26	17	--	414	739	78.4
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	1486	1654	11.3	50	65	30.1	-24	-111	--	59	79	34.2	1571	1687	7.4

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(PREMIER SEMESTRE)

TOTAL DES PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL----			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	6452	5750	-10.9	413	271	-34.4	575	467	-18.7	799	571	-28.5	8239	7059	-14.3
REDEVANCES & AUTRES PAI.	1261	961	-23.8	0	0	--	0	0	--	0	0	--	1261	961	-23.8
TRPG & AUTRES TAXES	282	0	100.0	3	1	-78.9	3	3	-9.7	47	42	-10.2	334	45	-86.5
REC. NETTES APRES REDEV.	4909	4789	-2.4	411	270	-34.1	572	465	-18.7	752	529	-29.7	6644	6053	-8.9
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	219	91	-58.4	1	1	-16.5	184	132	-27.9	403	224	-44.5
FRAIS D'INTERETS	776	731	-5.9	29	8	-74.1	285	270	-5.4	34	17	-49.6	1125	1025	-8.9
FRAIS D'EXPLOITATION	1539	1350	-12.3	103	102	-0.7	264	213	-19.1	226	122	-46.1	2131	1787	-16.1
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	16	13	-17.9	1	0	100.0	-1	0	--	0	0	--	16	13	-15.7
AUTRES FRAIS	246	129	-47.7	0	0	-7.0	66	31	-53.4	43	27	-37.9	355	186	-47.5
FR. DE R&D DES SABLES	7	5	-22.1	0	0	--	0	0	--	0	0	--	7	5	-22.1
DEPENSES E&M	332	226	-31.9	0	0	--	-13	4	--	1	2	264.6	319	232	-27.4
DEPRECIATION	299	301	0.5	31	27	-11.2	72	55	-24.0	43	10	-76.5	445	393	-11.7
EPUISEMENT	705	728	3.2	0	0	--	10	8	-22.6	179	157	-12.1	894	893	-0.1
AMORTISSEMENT	173	117	-32.5	-121	-1	--	107	-144	--	25	1	-95.7	185	-27	--
FRAIS NON-MON. ET E&M	1517	1377	-9.2	-91	26	--	176	-77	--	248	170	-31.2	1850	1497	-19.1
REVENU AVANT IMPOTS	815	1189	45.9	150	44	-70.9	-219	27	--	18	61	239.3	764	1321	72.9
IMPOT FEDERAL	268	291	8.7	17	0	-98.4	-28	5	--	36	52	42.7	293	348	18.6
IMPOT PROVINCIAL	6	14	148.5	4	0	-86.2	-5	1	--	-0	0	--	4	16	295.1
IMPOT COURANT	273	305	11.6	20	1	-96.3	-32	6	--	36	52	43.5	297	364	22.4
REV. APRES IMPOT COUR.	542	884	63.2	129	43	-66.9	-187	21	--	-18	9	--	467	957	105.2
IMPOT REPORTE	87	116	33.3	-107	4	--	-50	-59	--	7	-1	--	-63	59	--
REVENU NET APRES IMPOT	455	768	68.9	236	39	-83.6	-136	80	--	-25	11	--	529	898	69.6
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-46	-129	--	0	0	--	-53	31	--	0	6	--	-99	-92	--
REV. NET APR. POSTES EXT	408	640	56.6	236	39	-83.6	-189	111	--	-25	17	--	430	806	87.5
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	2058	2261	9.9	39	69	78.2	-10	-56	--	230	180	-21.8	2317	2454	5.9

Annexe B-5

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(PREMIER SEMESTRE)

SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL---			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	4588	4047	-11.8	5012	4332	-13.6	968	825	-14.8	520	342	-34.1	11087	9546	-13.9
REDEVANCES & AUTRES PAI.	844	625	-26.0	0	0	--	0	0	--	0	0	--	844	625	-26.0
TRPG & AUTRES TAXES	169	0	100.0	536	625	16.6	4	3	-5.8	34	33	-2.3	742	661	-10.9
REC. NETTES APRES REDEV.	3575	3422	-4.3	4476	3707	-17.2	964	821	-14.8	486	309	-36.3	9501	8260	-13.1
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	3692	2647	-28.3	426	438	3.0	59	50	-15.0	4178	3136	-24.9
FRAIS D'INTERETS	692	559	-19.2	48	26	-45.6	329	308	-6.5	32	13	-59.0	1101	906	-17.7
FRAIS D'EXPLOITATION	1182	1023	-13.4	554	579	4.6	212	138	-34.9	187	84	-55.2	2135	1824	-14.5
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	6	3	-41.9	1	0	100.0	-1	0	--	0	0	--	5	3	-33.7
AUTRES FRAIS	218	101	-53.7	24	16	-33.6	72	32	-55.1	25	11	-57.1	338	160	-52.9
FR. DE R&D DES SABLES	1	1	-20.4	0	0	--	0	0	--	0	0	--	1	1	-20.4
DEPENSES E&M	101	48	-52.2	0	0	--	-19	1	--	0	0	-69.6	82	49	-39.8
DEPRECIATION	244	238	-2.4	157	159	1.6	90	59	-34.4	37	9	-75.0	529	466	-11.8
EPUISEMENT	669	635	-5.1	0	0	--	8	6	-20.8	140	120	-13.9	816	762	-6.7
AMORTISSEMENT	91	66	-27.3	-113	8	--	44	-143	--	18	1	-96.9	40	-68	--
FRAIS NON-MON. ET E&M	1107	989	-10.6	44	168	284.6	122	-77	--	196	130	-33.4	1468	1211	-17.6
REVENU AVANT IMPOTS	370	745	101.6	113	272	139.8	-195	-18	--	-12	21	--	275	1020	270.4
IMPOT FEDERAL	110	119	8.0	-5	57	--	-40	-8	--	22	31	42.7	86	199	131.5
IMPOT PROVINCIAL	-14	-18	--	-1	28	--	-13	-6	--	-0	0	--	-28	3	--
IMPOT COURANT	97	101	4.3	-7	85	--	-53	-14	--	22	31	44.0	58	203	250.8
REV. APRES IMPOT COUR.	273	645	135.9	121	187	54.7	-143	-4	--	-34	-10	--	218	818	275.7
IMPOT REPORTE	68	106	57.2	-98	29	--	-37	-64	--	-3	1	--	-69	73	--
REVENU NET APRES IMPOT	206	538	161.9	218	157	-27.9	-106	60	--	-31	-10	--	287	745	159.6
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	0	-134	--	4	1	-85.3	-54	31	--	0	6	--	-49	-96	--
REV. NET APR. POSTES EXT	206	405	96.9	222	158	-29.0	-160	91	--	-31	-4	--	237	649	173.2
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	1380	1634	18.4	164	355	115.6	-20	-81	--	162	120	-25.5	1686	2028	20.3

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES
(PREMIER SEMESTRE)

SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL----			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	4707	4546	-3.4	9215	8671	-5.9	416	477	14.7	329	320	-2.9	14667	14014	-4.5
REDEVANCES & AUTRES PAI.	1001	783	-21.8	0	0	--	0	0	--	0	0	--	1001	783	-21.8
TRPG & AUTRES TAXES	208	0	100.0	955	1304	36.5	14	7	-52.1	13	9	-30.9	1191	1319	10.8
REC. NETTES APRES REDEV.	3497	3762	7.6	8260	7368	-10.8	401	470	17.1	317	311	-1.8	12475	11911	-4.5
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	6801	5509	-19.0	70	177	152.6	124	128	2.7	6995	5813	-16.9
FRAIS D'INTERETS	88	173	96.7	30	21	-31.0	167	112	-32.9	4	5	22.5	290	312	7.5
FRAIS D'EXPLOITATION	1253	1186	-5.4	983	1030	4.7	-8	151	--	67	53	-21.1	2295	2420	5.4
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	21	21	-1.8	15	19	29.2	0	1	--	0	0	--	36	41	13.4
AUTRES FRAIS	97	71	-26.4	3	1	-60.8	28	28	-2.4	18	16	-10.7	146	116	-20.4
FR. DE R&D DES SABLES	9	4	-52.4	0	0	--	0	0	--	0	0	--	9	4	-52.4
DEPENSES E&M	358	279	-22.1	0	0	--	47	12	-75.2	0	2	--	405	293	-27.8
DEPRECIATION	203	220	8.5	185	200	8.3	24	35	43.6	6	2	-75.2	419	457	9.1
EPUISEMENT	180	241	33.4	0	0	--	2	1	-28.5	49	49	0.2	231	291	25.9
AMORTISSEMENT	189	181	-4.1	12	14	17.3	-8	-16	--	10	1	-94.2	203	180	-11.3
FRAIS NON-MON. ET E&M	940	926	-1.5	197	214	8.8	65	32	-50.5	65	53	-19.2	1267	1224	-3.4
REVENU AVANT IMPOTS	1098	1385	26.2	231	574	148.8	79	-31	--	38	56	49.0	1445	1985	37.3
IMPOT FEDERAL	336	436	30.0	59	149	153.8	-55	-156	--	24	29	21.1	364	458	26.0
IMPOT PROVINCIAL	55	101	82.8	11	35	229.3	-6	-29	--	0	0	100.0	60	107	79.6
IMPOT COURANT	391	537	37.4	69	184	165.4	-61	-185	--	24	29	21.0	424	566	33.6
REV. APRES IMPOT COUR.	707	848	19.9	161	390	141.7	139	154	10.2	14	27	98.1	1022	1419	38.9
IMPOT REPORTE	182	101	-44.3	12	73	--	87	115	32.9	7	-3	--	287	287	-0.3
REVENU NET APRES IMPOT	526	747	42.1	149	317	111.9	53	39	-27.0	6	30	370.1	734	1132	54.2
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-46	5	--	-49	0	--	-157	0	--	0	0	--	-253	5	--
REV. NET APR. POSTES EXT	479	752	56.9	100	317	216.4	-104	39	--	6	30	370.1	481	1137	136.2
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	1647	1774	7.7	358	603	68.7	205	186	-9.1	79	80	1.2	2289	2643	15.5

Annexe B-8

TABLEAU 2(a)

RENDEMENT FINANCIER PAR GRAND GROUPE DE SOCIETES (PREMIER SEMESTRE)

ACTIVITES AMONT

	ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PRODUCTION D'EQUIV. PETROLE	76644	77394	1.0	38736	38349	-1.0	37909	39046	3.0
POSTES FINANCIERS CLES	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES BRUTES	9294	8592	-7.6	4588	4047	-11.8	4707	4546	-3.4
REVENU MONETAIRE	3028	3408	12.6	1380	1634	18.4	1647	1774	7.7
REVENU NET	731	1286	75.8	206	538	161.9	526	747	42.1
REVENU NET PLUS INTERETS	1512	2018	33.5	898	1098	22.2	614	920	50.0
CAPITAL UTILISE	51563	48474	-6.0	32687	29019	-11.2	18876	19455	3.1
RECETTES ET COUTS UNITAIRES	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)
RECETTES BRUTES	121.27	111.02	-8.5	118.44	105.52	-10.9	124.16	116.42	-6.2
REDEV. & AUTRES PAIEMENTS	24.07	18.20	-24.4	21.79	16.30	-25.2	26.40	20.06	-24.0
TRPG & AUTRES TAXES	4.92	0.00	-100.0	4.36	0.00	-100.0	5.50	0.00	-100.0
RECETTES APRES REDEV. ET TAXES	92.27	92.82	0.6	92.29	89.23	-3.3	92.26	96.36	4.4
FRAIS D'INTERET	10.18	9.47	-7.0	17.87	14.59	-18.4	2.32	4.43	90.9
FRAIS D'EXPLOIT.(SAUF RECH.)	31.77	28.55	-10.2	30.51	26.68	-12.5	33.06	30.38	-8.1
FRAIS DE RECHERCHE ET AUTRES	4.46	2.54	-43.1	5.78	2.72	-53.0	3.11	2.36	-24.2
REVENU MONETAIRE AVANT IMPOT	45.86	52.28	14.0	38.13	45.24	18.6	53.76	59.19	10.1
E.M. ET FRAIS DE R-D IMPUTES AUX SABLES PETROLIFERES	6.13	4.30	-29.9	2.64	1.29	-51.3	9.70	7.26	-25.1
DEPRECIATION	5.84	5.93	1.5	6.31	6.22	-1.4	5.36	5.64	5.3
EPUISEMENT	11.08	11.32	2.1	17.27	16.56	-4.1	4.76	6.17	29.5
SOMMES RADIEES	3.66	3.20	-12.5	2.36	1.73	-26.5	4.98	4.64	-6.9
REVENU NET AVANT IMPOT	19.15	27.53	43.8	9.55	19.44	103.6	28.97	35.48	22.5
IMPOT FEDERAL SUR LE REVENU	5.82	7.18	23.3	2.85	3.11	9.1	8.85	11.17	26.2
IMPOT PROVINC. SUR LE REVENU	0.54	1.06	97.5	-0.36	-0.48	--	1.46	2.58	77.5
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	3.25	2.68	-17.5	1.75	2.78	58.7	4.79	2.59	-45.9
REVENU NET APRES IMPOT	9.54	16.61	74.1	5.31	14.04	164.5	13.87	19.14	38.0
GAINS OU PERTES EXTRAORD.	-0.61	-1.66	--	0.00	-3.48	--	-1.23	0.13	--
REVENU NET APRES POSTES EXTRA.	8.93	14.95	67.3	5.31	10.55	98.9	12.64	19.26	52.4
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	39.50	44.04	11.5	35.64	42.61	19.6	43.45	45.43	4.6
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
GAZ NATUREL EN % DE LA PRODUCTION TOTALE	43.6	43.7	S/O	49.5	48.9	S/O	37.6	38.6	S/O
PETROLE ASSUJ. AUX REDEV. SUR L'ANCIEN PETROLE EN % DE LA PRODUCTION DE PETROLE CLASS.	51.4	49.8	S/O	46.6	47.0	S/O	55.2	52.2	S/O

TABLEAU 2(a)

RENDEMENT FINANCIER PAR GRAND GROUPE DE SOCIETES (PREMIER SEMESTRE)

ACTIVITES AMONT (SUITE)

	-SOCIETES INTEGREES- ET RAFFINEURS			-PETITS PRODUCTEURS- DE PETROLE ET GAZ			-GRANDS PRODUCTEURS- DE PETROLE ET GAZ		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PRODUCTION D'EQUIV. PETROLE	24846	25399	2.2	15928	15691	-1.5	35870	36305	1.2
POSTES FINANCIERS CLES	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES BRUTES	2843	2843	--	1819	1510	-17.0	4633	4240	-8.5
REVENU MONETAIRE	969	1147	18.3	572	607	6.1	1486	1654	11.3
REVENU NET	276	517	87.2	84	154	84.3	371	614	65.4
REVENU NET PLUS INTERETS	280	519	85.2	410	410	-0.0	821	1089	32.6
CAPITAL UTILISE	12774	12643	-1.0	15226	13593	-10.7	23564	22237	-5.6
RECETTES ET COUTS UNITAIRES	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)
RECETTES BRUTES	114.41	111.92	-2.2	114.18	96.24	-15.7	129.17	116.78	-9.6
REDEV. & AUTRES PAIEMENTS	23.50	17.61	-25.1	23.54	17.01	-27.8	24.70	19.12	-22.6
TRPG & AUTRES TAXES	3.84	0.00	-100.0	3.95	0.00	-100.0	6.11	0.00	-100.0
RECETTES APRES REDEV. ET TAXES	87.07	94.31	8.3	86.69	79.24	-8.6	98.36	97.66	-0.7
FRAIS D'INTERET	0.16	0.08	-50.9	20.50	16.31	-20.4	12.54	13.07	4.3
FRAIS D'EXPLOIT.(SAUF RECH.)	36.08	33.83	-6.2	23.63	20.83	-11.9	32.41	28.18	-13.0
FRAIS DE RECHERCHE ET AUTRES	3.20	2.14	-33.2	7.78	5.15	-33.8	3.85	1.68	-56.3
REVENU MONETAIRE AVANT IMPOT	47.63	58.26	22.3	34.78	36.95	6.2	49.56	54.72	10.4
E.M. ET FRAIS DE R-D IMPUTES AUX SABLES PETROLIFERES	5.29	4.00	-24.4	1.50	1.80	19.5	8.77	5.59	-36.2
DEPRECIATION	5.96	6.22	4.3	5.72	6.13	7.1	5.80	5.63	-2.9
EPUISEMENT	5.80	5.81	0.2	20.01	18.74	-6.4	10.78	11.96	11.0
SOMMES RADIEES	4.30	5.14	19.6	0.24	-0.99	--	4.73	3.65	-22.8
REVENU NET AVANT IMPOT	26.28	37.09	41.1	7.30	11.27	54.4	19.48	27.88	43.1
IMPOT FEDERAL SUR LE REVENU	7.18	10.42	45.0	1.23	1.78	44.6	6.91	7.24	4.8
IMPOT PROVINC. SUR LE REVENU	1.43	2.69	87.5	-2.38	-3.52	--	1.22	1.91	57.0
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	6.54	3.62	-44.7	3.20	3.19	-0.4	0.99	1.80	81.4
REVENU NET APRES IMPOT	11.12	20.36	83.1	5.25	9.83	87.1	10.35	16.92	63.4
GAINS OU PERTES EXTRAORD.	0.00	0.00	--	-2.92	-8.20	--	0.00	0.00	--
REVENU NET APRES POSTES EXTRA.	11.12	20.36	83.1	2.33	1.63	-30.3	10.35	16.92	63.4
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	39.01	45.15	15.7	35.94	38.69	7.7	41.43	45.56	10.0
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
GAZ NATUREL EN % DE LA PRODUCTION TOTALE	28.7	30.1	S/O	62.7	61.4	S/O	45.5	45.6	S/O
PETROLE ASSUJ. AUX REDEV. SUR L'ANCIEN PETROLE EN % DE LA PRODUCTION DE PETROLE CLASS.	51.7	47.4	S/O	39.7	38.3	S/O	55.6	56.0	S/O

Annexe B-10

TABLEAU 2(b)

RENDEMENT FINANCIER PAR GRAND GROUPE DE SOCIETES (PREMIER SEMESTRE)

ACTIVITES AVAL

	TOTAL AVAL			PRODUITS PETROCHIM. ET AUTRES			TOTAL DES ACTIVITES RELATIVES AUX PRODUITS PETROLIERS (1)					
	1986 (MILLIONS $)	1987 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1986 (MILLIONS $)	1987 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1986 (MILLIONS $)	1987 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1986 ($/M3)	1987 ($/M3)	VARIA. (%)
RECETTES TOTALES	14227	13003	-8.6	1779	1557	-12.5	12448	11447	-8.0	327.21	289.03	-11.7
TAXE DE VENTE,ACCISE ET AUT.	1491	1928	29.3	6	1	-86.9	1485	1928	29.8	39.56	49.23	24.4
COUT DES BIENS VENDUS	10493	8155	-22.3	1394	1008	-27.7	9100	7147	-21.5	238.92	179.81	-24.7
FRAIS D'EXPLOITATION	1537	1609	4.7	203	207	2.0	1335	1402	5.1	34.89	35.07	0.5
FRAIS DE RECHERCHES (SAUF SABLES PETROLIFERES)	16	19	23.8	5	8	60.9	10	11	5.3	0.28	0.28	0.9
AUTRES FRAIS	27	17	-36.5	1	-1	--	26	18	-31.7	0.56	0.33	-41.7
REVENU AVANT INTERET ET IMPOT	662	1274	92.4	169	333	96.8	493	941	90.9	13.00	24.31	87.0
FRAIS D'INTERET	78	47	-39.9	34	11	-66.8	44	36	-19.5	1.08	0.83	-23.4
REVENU EN ESPECES AVANT IMPOT	584	1227	110.1	136	322	137.5	449	905	101.8	11.93	23.49	96.9
IMPOT SUR LE REVENU COURANT	62	269	334.2	40	77	90.5	22	193	--	0.58	4.93	--
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	522	958	83.5	95	246	157.2	427	712	67.0	11.34	18.56	63.6
DEPR.ET AUT.POSTE HORS CAIS.	240	381	58.9	-18	102	--	258	280	8.4	6.78	7.05	3.9
REVENU COURANT	282	576	104.4	113	144	26.8	169	433	156.7	4.56	11.52	152.5
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	-86	102	--	-125	-0	--	39	103	160.6	1.02	2.59	153 0
BENEFICE NET APRES IMPOT	368	474	28.9	239	144	-39.7	129	330	155.5	3.54	8.93	152.4

	RAFFINAGE ET COMM. NATIONALES			RAFFINAGE ET COMM. REGIONALES		
	1986 ($/M3)	1987 ($/M3)	VARIA. (%)	1986 ($/M3)	1987 ($/M3)	VARIA. (%)
RECETTES TOTALES	329.62	289.49	-12.2	320.77	287.74	-10.3
TAXE DE VENTE,ACCISE ET AUT.	41.62	49.69	19.4	34.05	47.91	40.7
COUT DES BIENS VENDUS	238.45	179.97	-24.5	240.17	179.37	-25.3
FRAIS D'EXPLOITATION	37.99	37.64	-0.9	26.63	27.81	4.4
FRAIS DE RECHERCHES (SAUF SABLES PETROLIFERES)	0.32	0.34	6.7	0.16	0.10	-37.7
AUTRES FRAIS	-0.00	-0.07	--	2.05	1.44	-29.8
REVENU AVANT INTERET ET IMPOT	11.24	21.91	94.9	17.72	31.11	75.5
FRAIS D'INTERET	0.02	0.00	-81.1	3.91	3.15	-19.4
REVENU EN ESPECES AVANT IMPOT	11.22	21.91	95.2	13.81	27.96	102.4
IMPOT SUR LE REVENU COURANT	0.62	5.06	--	0.50	4.56	--
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	10.60	16.85	58.9	13.32	23.40	75.7
DEPR.ET AUT.POSTE HORS CAIS.	6.19	6.49	4.9	8.37	8.61	3.0
REVENU COURANT	4.42	10.36	134.6	4.95	14.78	198.8
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	1.29	2.24	74.1	0.32	3.57	--
BENEFICE NET APRES IMPOT	3.13	8.12	159.5	4.63	11.21	142.3
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)	
VENTES DE 'PRODUITS PROPRES' CONTRE LE VOL. DE VENTES TOT.	83.34	81.94	-1.7	82.38	83.82	1.7
VENTES NETTES AU CANADA CONTRE LE VOL. DE VENTES TOT.	92.69	90.81	-2.0	84.98	87.56	3.0
VENTES D'EXPORTATIONS CONTRE LE VOL. DE VENTES TOT.	4.73	6.03	27.6	12.18	12.44	2.1

(1) LE CALCUL DES COUTS ET DES RECETTES UNITAIRES SE FONDE SUR LES DONNEES RELATIVES AU VOLUME DES VENTES TOTALES POUR LES POSTES CONSOLIDES RETENUS.

TABLEAU 3

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS
(PREMIER SEMESTRE)

	1986 (MILLIONS $)	1987	VARIA. (%)	1986 (MILLIONS $)	1987	VARIA. (%)	1986 (MILLIONS $)	1987	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	3975	4671	17.5	1686	2028	20.3	2289	2643	15.5
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	2211	1560	-29.4	1900	1475	-22.4	311	85	-72.6
EMISSION D'ACTIONS	860	645	-25.0	684	323	-52.8	176	322	83.4
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	695	173	-75.1	623	120	-80.7	72	53	-27.0
TOUTES AUTRES SOURCES	1538	1096	-28.7	1289	716	-44.5	249	380	52.9
DIMIN. DU CAPITAL DE ROULEMENT	3725	933	-74.9	2389	740	-69.0	1336	193	-85.6
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	13002	9078	-30.2	8570	5402	-37.0	4432	3676	-17.1
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	4261	2684	-37.0	2420	1371	-43.4	1842	1314	-28.7
DEPENSES DE CAPITAL AUX E.-U.	66	84	26.6	56	39	-30.2	10	45	337.0
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	245	173	-29.6	219	154	-29.8	26	19	-28.1
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	311	256	-17.7	275	193	-29.8	36	64	74.0
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	4573	2941	-35.7	2694	1563	-42.0	1878	1377	-26.7
DIVIDENDES: ACT. ORDINAIRES	1448	580	-59.9	201	138	-31.4	1247	442	-64.5
ACT. PRIVILEGIEES	149	125	-16.0	124	101	-18.6	25	24	-2.4
TOTAL	1597	705	-55.8	325	239	-26.5	1272	466	-63.3
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	162	292	80.6	126	283	123.9	35	9	-74.3
TOTAL DIV. & RED. AVOIR PROPRE	1759	997	-43.3	452	522	15.5	1307	475	-63.6
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	1185	1160	-2.1	806	761	-5.6	378	399	5.3
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	4813	1715	-64.4	4248	1429	-66.4	565	286	-49.5
AUGMENT. DU FONDS DE ROULEMENT	673	2266	236.6	370	1127	204.3	303	1139	276.2
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	13002	9078	-30.2	8570	5402	-37.0	4432	3676	-17.1
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	1658	2218	33.8	746	767	2.8	1571	1687	7.4
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	376	332	-11.7	266	416	56.5	1569	812	-48.3
EMISSION D'ACTIONS	22	9	-61.1	620	404	-34.8	218	232	6.5
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	245	56	-77.2	202	56	-72.1	248	61	-75.6
TOUTES AUTRES SOURCES	142	149	5.1	271	599	120.9	1124	348	-69.1
DIMIN. DU CAPITAL DE ROULEMENT	471	64	-86.4	417	429	2.8	2837	441	-84.5
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	2915	2828	-3.0	2521	2670	5.9	7567	3580	-52.7
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	1433	923	-35.6	1053	692	-34.2	1776	1069	-39.8
DEPENSES DE CAPITAL AUX E.-U.	0	0	--	28	8	-72.1	38	76	100.9
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	12	7	-41.7	214	144	-33.0	19	22	17.6
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	12	7	-41.6	243	152	-37.6	56	98	73.3
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	1445	930	-35.6	1295	844	-34.9	1832	1166	-36.3
DIVIDENDES: ACT. ORDINAIRES	336	306	-9.0	19	16	-18.0	1094	259	-76.3
ACT. PRIVILEGIEES	58	43	-25.3	47	50	6.2	44	32	-27.2
TOTAL	393	349	-11.4	66	65	-0.8	1138	292	-74.4
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	10	25	150.0	47	22	-52.9	104	244	133.9
TOTAL DIV. & RED. AVOIR PROPRE	404	374	-7.3	113	87	-22.5	1243	536	-56.9
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	395	303	-23.1	307	486	58.3	483	370	-23.3
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	523	572	9.3	522	604	15.8	3768	538	-85.7
AUGMENT. DU FONDS DE ROULEMENT	148	648	337.6	284	649	128.3	241	969	302.3
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	2915	2828	-3.0	2521	2670	5.9	7567	3580	-52.7

Annexe B-12

TABLEAU 4

DEPENSES DE CAPITAL EN AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT (PREMIER SEMESTRE)

	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
	TOTAL AU CANADA			PROVINCES			TERRES DU CANADA		
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE									
TERRES & CONC./GEOL.& GEOP.	609	570	-6.5	559	554	-0.9	50	15	-69.4
FORAGE D'EXPLORATION	1325	551	-58.4	667	417	-37.5	658	134	-79.6
TOTAL - EXPLORATION	1934	1121	-42.1	1227	972	-20.8	708	149	-78.9
FORAGE DE MISE EN VALEUR	647	383	-40.8	635	376	-40.8	11	7	-38.4
PRODUCTION	802	493	-38.5	798	477	-40.3	4	16	303.7
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	400	201	-49.8	400	201	-49.8	0	0	--
TOTAL - AMONT	3783	2198	-41.9	3060	2025	-33.8	723	173	-76.1
SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN									
TERRES & CONC./GEOL.& GEOP.	322	296	-8.2	297	292	-1.7	25	4	-84.5
FORAGE D'EXPLORATION	1002	354	-64.7	418	234	-44.1	584	120	-79.5
TOTAL - EXPLORATION	1324	649	-51.0	715	526	-26.5	609	123	-79.7
FORAGE DE MISE EN VALEUR	391	174	-55.4	385	175	-54.5	6	-1	--
PRODUCTION	381	249	-34.8	379	245	-35.4	2	4	94.6
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	115	85	-26.1	115	85	-26.1	0	0	--
TOTAL - AMONT	2211	1157	-47.7	1594	1031	-35.3	617	126	-79.5
SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER									
TERRES & CONC./GEOL.& GEOP.	287	274	-4.6	262	262	0.1	25	11	-54.2
FORAGE D'EXPLORATION	323	198	-38.8	249	183	-26.5	74	15	-80.3
TOTAL - EXPLORATION	610	472	-22.7	511	446	-12.8	99	26	-73.7
FORAGE DE MISE EN VALEUR	256	209	-18.4	251	201	-19.8	5	8	48.5
PRODUCTION	421	244	-41.9	419	232	-44.6	2	13	--
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	285	116	-59.4	285	116	-59.4	0	0	--
TOTAL - AMONT	1572	1040	-33.8	1466	994	-32.2	106	46	-56.4

TABLEAU 5

DEPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITE (PREMIER SEMESTRE)

	1986 (MILLIONS $)	1987	VARIA. (%)	1986 (MILLIONS $)	1987	VARIA. (%)	1986 (MILLIONS $)	1987	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
EXPLORATION	1934	1121	-42.1	1324	649	-51.0	610	472	-22.7
MISE EN VALEUR	647	383	-40.8	391	174	-55.4	256	209	-18.4
PRODUCTION	802	493	-38.5	381	249	-34.8	421	244	-41.9
SABLES PETROLIFERES	400	201	-49.8	115	85	-26.1	285	116	-59.4
TOTAL - ACTIVITES AMONT	3783	2198	-41.9	2211	1157	-47.7	1572	1041	-33.8
TOTAL - ACTIVITES AVAL	265	310	17.0	109	146	33.9	156	164	5.2
URANIUM	0	0	-100.0	0	0	--	0	0	-100.0
CHARBON	19	3	-86.5	1	0	-49.1	19	2	-88.2
TOUTES AUTRES ACTIVITES	194	174	-10.6	98	67	-31.9	96	107	11.1
TOTAL AU CANADA	4261	2684	-37.0	2420	1371	-43.4	1842	1314	-28.7
TOTAL A L'ETRANGER	311	256	-17.7	275	193	-29.8	36	64	74.0
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAPIT.	4573	2941	-35.7	2694	1563	-42.0	1878	1377	-26.7
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
EXPLORATION	532	269	-49.4	546	310	-43.3	857	542	-36.7
MISE EN VALEUR	130	106	-17.9	222	128	-42.3	295	148	-49.7
PRODUCTION	213	138	-35.2	204	180	-11.8	386	175	-54.5
SABLES PETROLIFERES	225	121	-46.0	44	2	-95.9	131	78	-40.9
TOTAL - ACTIVITES AMONT	1098	635	-42.2	1016	620	-39.0	1669	943	-43.5
TOTAL - ACTIVITES AVAL	225	253	12.5	6	5	-7.5	35	52	50.3
URANIUM	0	0	-100.0	0	0	--	0	0	--
CHARBON	18	2	-89.9	0	0	-100.0	1	1	-13.6
TOUTES AUTRES ACTIVITES	91	34	-62.6	32	67	113.2	72	72	0.9
TOTAL AU CANADA	1433	923	-35.6	1053	692	-34.2	1776	1069	-39.8
TOTAL A L'ETRANGER	12	7	-41.6	243	152	-37.6	56	98	73.3
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAPIT.	1445	930	-35.6	1295	844	-34.9	1832	1166	-36.3

Annexe B-14

TABLEAU 6

BILAN

	31 DEC. 1986	30 JUIN 1987	VARIA. (%)	31 DEC. 1986	30 JUIN 1987	VARIA. (%)	31 DEC. 1986	30 JUIN 1987	VARIA. (%)
	(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)		
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
COMPTANT,INVEST. & TITRES	4423	4890	10.6	1820	1854	1.9	2602	3036	16.7
COMPTES A RECEVOIR: FILIALES	388	520	34.1	128	88	-31.4	260	432	66.3
AUTRES	6232	5827	-6.5	3288	3021	-8.1	2944	2806	-4.7
TOTAL	6620	6347	-4.1	3416	3109	-9.0	3204	3238	1.1
STOCKS	3812	4038	5.9	1496	1642	9.7	2316	2396	3.4
AUTRES DISPONIBILITES	676	672	-0.6	318	347	9.0	358	325	-9.1
TOTAL DES DISPONIBILITES	15531	15947	2.7	7051	6952	-1.4	8480	8995	6.1
IMMOBILISATIONS	88470	90600	2.4	51544	53120	3.1	36927	37481	1.5
MOINS EPUIS.,DEPR. & AMORT.	26067	27632	6.0	14598	15479	6.0	11469	12153	6.0
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	61078	61323	0.4	35645	35994	1.0	25433	25329	-0.4
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	7894	8668	9.8	5842	6557	12.2	2052	2111	2.9
TOTAL DE L'ACTIF	84503	85938	1.7	48539	49504	2.0	35964	36434	1.3
COMPTES A PAYER: FILIALES	605	731	20.7	179	269	50.2	427	463	8.4
AUTRES	5842	5174	-11.4	3067	2656	-13.4	2775	2518	-9.3
TOTAL	6447	5905	-8.4	3246	2924	-9.9	3201	2980	-6.9
TR. COUR. DE LA DETTE A L.T.	1060	904	-14.7	651	608	-6.6	410	297	-27.6
AUTRES EXIGIBILITES	2434	2203	-9.5	1443	1321	-8.4	991	882	-11.0
TOTAL DES EXIGIBILITES	9941	9012	-9.3	5339	4853	-9.1	4602	4159	-9.6
DETTE A LONG TERME	23616	23999	1.6	17895	18628	4.1	5721	5371	-6.1
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	2043	1861	-8.9	1127	1020	-9.5	916	842	-8.1
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	11163	11709	4.9	5796	6043	4.3	5367	5666	5.6
AUTRES PASSIFS A LONG TERME	3324	3361	1.1	1714	1658	-3.3	1611	1704	5.8
AVOIR PROPRE: ACT. ORDINAIRES	12878	13737	6.7	9454	10161	7.5	3424	3576	4.4
ACT. PRIVILEG.	4841	4696	-3.0	4238	3980	-6.1	603	716	18.8
BEN.NON REPART.	12186	13100	7.5	236	540	128.8	11950	12559	5.1
AUTRES	4510	4462	-1.1	2740	2621	-4.3	1770	1841	4.0
TOTAL	34415	35995	4.6	16668	17301	3.8	17747	18693	5.3
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	84503	85938	1.7	48539	49504	2.0	35964	36434	1.3
FONDS DE ROULEMENT	5590	6935	24.1	1712	2099	22.6	3878	4836	24.7
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
COMPTANT,INVEST. & TITRES	2140	2232	4.3	991	1207	21.8	1291	1452	12.4
COMPTES A RECEVOIR: FILIALES	53	8	-84.3	117	148	26.0	218	364	67.2
AUTRES	3510	3632	3.5	935	732	-21.7	1787	1463	-18.1
TOTAL	3563	3640	2.2	1052	880	-16.4	2005	1828	-8.8
STOCKS	3113	3351	7.7	103	87	-15.4	596	600	0.5
AUTRES DISPONIBILITES	523	508	-3.0	69	76	11.0	84	88	5.0
TOTAL DES DISPONIBILITES	9339	9730	4.2	2215	2250	1.6	3976	3967	-0.2
IMMOBILISATIONS	33723	34242	1.5	20065	20710	3.2	34682	35648	2.8
MOINS EPUIS.,DEPR. & AMORT.	10738	11218	4.5	5759	6168	7.1	9570	10246	7.1
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	22961	22826	-0.6	14259	14454	1.4	23858	24042	0.8
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	1727	2166	25.4	1172	1294	10.5	4995	5207	4.3
TOTAL DE L'ACTIF	34028	34723	2.0	17646	17999	2.0	32829	33216	1.2
COMPTES A PAYER: FILIALES	381	399	4.8	176	234	32.8	48	98	102.5
AUTRES	3301	2989	-9.5	816	589	-27.8	1725	1595	-7.5
TOTAL	3682	3388	-8.0	992	824	-17.0	1773	1693	-4.5
TR. COUR. DE LA DETTE A L.T.	162	245	51.5	359	404	12.5	539	255	-52.7
AUTRES EXIGIBILITES	1024	1042	1.7	633	571	-9.8	776	590	-24.0
TOTAL DES EXIGIBILITES	4868	4675	-4.0	1985	1799	-9.4	3088	2538	-17.8
DETTE A LONG TERME	3389	3409	0.6	6389	6305	-1.3	13838	14285	3.2
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	453	415	-8.4	551	494	-10.3	1039	953	-8.3
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	5356	5662	5.7	1641	1709	4.1	4165	4339	4.2
AUTRES PASSIFS A LONG TERME	1547	1526	-1.3	849	932	9.8	929	904	-2.7
AVOIR PROPRE: ACT. ORDINAIRES	5993	6474	8.0	3266	3387	3.7	3619	3876	7.1
ACT. PRIVILEG.	1988	1996	0.4	1878	1963	4.6	975	737	-24.4
BEN.NON REPART.	9953	10196	2.4	-967	-675	--	3200	3578	11.8
AUTRES	481	370	-23.1	2055	2086	1.5	1974	2006	1.6
TOTAL	18415	19035	3.4	6232	6761	8.5	9768	10198	4.4
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	34028	34723	2.0	17646	17999	2.0	32829	33216	1.2
FONDS DE ROULEMENT	4471	5055	13.1	231	452	95.7	888	1429	60.9

TABLEAU 7

VOLUME ET VALEUR DE LA PRODUCTION (PREMIER SEMESTRE)

PAR PROVINCE

	ALBERTA			COLOMBIE-BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
VOLUME	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	11265.9	10811.2	-4.0	414.6	450.6	8.7	2800.4	3082.6	10.1
PETROLE BRUT - AUTRES	14036.8	12935.7	-7.8	497.3	580.7	16.8	1490.1	1409.7	-5.4
PETROLE BRUT CLASSIQUE	25302.7	23746.9	-6.1	911.9	1031.3	13.1	4290.6	4492.3	4.7
SABLES PETROLIFERES	6650.6	8210.9	23.5	0.0	0.0	--	7.2	0.9	-87.5
GAZ NAT. COMMERCIAL (10^6M^3)	29481.2	29145.3	-1.1	2967.8	3646.2	22.9	792.8	863.8	9.0
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	7711.4	7563.5	-1.9	121.4	161.3	32.9	6.4	9.2	43.7
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	61434.6	61103.0	-0.5	3879.7	4677.5	20.6	5090.6	5357.0	5.2
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	1443.5	1464.2	1.4	62.5	62.0	-0.8	304.0	363.4	19.6
PETROLE BRUT - AUTRE	1786.1	1781.3	-0.3	75.5	72.2	-4.5	170.4	173.6	1.9
PETROLE BRUT CLASSIQUE	3229.6	3245.4	0.5	138.1	134.2	-2.8	474.3	537.1	13.2
SABLES PETROLIFERES	763.0	1052.6	38.0	0.0	0.1	--	0.5	0.4	-15.9
GAZ NATUREL COMMERCIAL	2584.8	1801.1	-30.3	198.6	207.8	4.6	52.6	47.3	-10.2
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	841.7	694.8	-17.5	14.8	12.1	-18.3	0.8	0.8	-8.4
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	7419.1	6793.9	-8.4	351.5	354.1	0.8	528.3	585.5	10.8

PAR GROUPE DE COMPAGNIES

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
VOLUME	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	15324.8	15220.0	-0.7	7559.1	7408.1	-2.0	7765.7	7811.9	0.6
PETROLE BRUT - AUTRES	16189.3	15112.6	-6.7	6604.5	6573.7	-0.5	9584.8	8538.9	-10.9
PETROLE BRUT CLASSIQUE	31514.2	30332.6	-3.7	14163.7	13981.8	-1.3	17350.5	16352.8	-5.8
SABLES PETROLIFERES	6657.8	8211.8	23.3	2140.7	2476.5	15.7	4517.1	5735.3	27.0
GAZ NAT. COMMERCIAL (10^6M^3)	33439.8	33834.0	1.2	19174.5	18760.8	-2.2	14265.3	15073.2	5.7
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	7842.2	7738.0	-1.3	5077.0	4816.6	-5.1	2765.2	2921.4	5.7
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	71611.8	72378.4	1.1	35478.8	35219.1	-0.7	36132.9	37159.2	2.8
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	1881.3	1970.9	4.8	918.5	937.1	2.0	962.8	1033.8	7.4
PETROLE BRUT - AUTRE	2053.0	2053.4	--	843.8	869.5	3.1	1209.2	1183.9	-2.1
PETROLE BRUT CLASSIQUE	3934.3	4024.3	2.3	1762.3	1806.7	2.5	2172.0	2217.6	2.1
SABLES PETROLIFERES	763.5	1053.1	37.9	272.4	357.8	31.4	491.1	695.3	41.6
GAZ NATUREL COMMERCIAL	2855.7	2070.3	-27.5	1624.1	1120.1	-31.0	1231.6	950.2	-22.8
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	857.6	708.0	-17.4	545.7	430.7	-21.1	311.9	277.4	-11.1
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	8411.0	7855.8	-6.6	4204.5	3715.2	-11.6	4206.5	4140.5	-1.6

	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
VOLUME	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	5341.1	5225.8	-2.2	3390.3	3546.2	4.6	6593.4	6448.0	-2.2
PETROLE BRUT - AUTRES	5715.0	4711.6	-17.6	2228.8	2199.4	-1.3	8245.5	8201.6	-0.5
PETROLE BRUT CLASSIQUE	11056.1	9937.4	-10.1	5619.1	5745.6	2.3	14838.9	14649.6	-1.3
SABLES PETROLIFERES	4506.3	5684.8	26.2	73.8	63.3	-14.2	2077.7	2463.7	18.6
GAZ NAT. COMMERCIAL (10^6M^3)	7135.6	7650.0	7.2	9988.6	9632.1	-3.6	16315.6	16551.9	1.4
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	3051.2	3015.0	-1.2	786.7	772.0	-1.9	4004.2	3951.0	-1.3
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	22698.0	23272.2	2.5	15681.5	15441.0	-1.5	33232.2	33665.2	1.3
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	626.3	655.4	4.6	434.8	453.3	4.3	820.3	862.2	5.1
PETROLE BRUT - AUTRE	718.8	658.6	-8.4	292.4	269.8	-7.7	1041.8	1125.0	8.0
PETROLE BRUT CLASSIQUE	1345.1	1314.0	-2.3	727.1	723.1	-0.6	1862.1	1987.2	6.7
SABLES PETROLIFERES	495.9	697.6	40.7	6.9	8.2	18.2	260.7	347.3	33.2
GAZ NATUREL COMMERCIAL	620.7	482.6	-22.3	827.4	560.1	-32.3	1407.6	1027.6	-27.0
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	315.1	258.9	-17.8	84.4	62.9	-25.4	458.2	386.2	-15.7
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	2776.8	2753.1	-0.9	1645.8	1354.3	-17.7	3988.5	3748.3	-6.0

Annexe B-16

TABLEAU 8

FRAIS D'EXPLOITATION EN AMONT ET REDEVANCES (PREMIER SEMESTRE)

PAR PROVINCE

	ALBERTA			COLOMBIE-BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ACTIVITES ASSOCIEES	870.5	802.5	-7.8	60.0	43.6	-27.4	142.8	122.0	-14.6
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	216.6	212.9	-1.7	3.2	3.4	5.3	6.6	7.1	6.3
SABLES PETROLIFERES	572.9	513.1	-10.4	0.0	0.0	--	0.7	0.0	-98.9
TAXES(EXCL. IMPOT SUR REVENU)	58.2	42.1	-27.7	1.9	1.6	-17.9	1.7	4.1	137.1
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	431.1	394.5	-8.5	12.6	10.6	-15.5	41.6	31.4	-24.6
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	2149.3	1965.1	-8.6	77.7	59.2	-23.9	193.5	164.6	-15.0
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	0.0	0.0	-100.0	0.0	0.0	-100.0	0.0	0.0	--
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	1367.0	999.5	-26.9	55.0	55.6	1.0	93.9	108.4	15.5
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	288.7	193.4	-33.0	6.1	10.8	76.7	24.3	28.5	17.0
REDEVANCES TOTALES	1655.7	1192.9	-28.0	61.1	66.3	8.5	118.2	136.8	15.8

PAR GROUPE DE COMPAGNIES

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ACTIVITES ASSOCIEES	1093.4	990.3	-9.4	583.8	520.5	-10.8	509.6	469.7	-7.8
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	238.1	235.7	-1.0	156.5	142.8	-8.8	81.6	92.9	13.9
SABLES PETROLIFERES	573.6	513.1	-10.6	219.9	189.4	-13.9	353.7	323.7	-8.5
TAXES(EXCL. IMPOT SUR REVENU)	62.1	48.2	-22.3	21.9	24.9	13.7	40.2	23.3	-42.0
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	495.1	446.4	-9.8	205.4	149.0	-27.5	289.7	297.4	2.7
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	2462.3	2233.6	-9.3	1187.6	1026.5	-13.6	1274.7	1207.0	-5.3
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	2.7	2.6	-6.3	0.0	0.0	--	2.7	2.6	-6.3
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	1521.0	1168.0	-23.2	698.8	510.9	-26.9	822.3	657.1	-20.1
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	324.6	238.3	-26.6	146.3	114.8	-21.5	178.3	123.5	-30.7
REDEVANCES TOTALES	1848.3	1408.9	-23.8	845.1	625.8	-26.0	1003.3	783.1	-21.9

	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.	1986	1987	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ACTIVITES ASSOCIEES	295.3	285.2	-3.4	254.0	225.1	-11.4	544.1	480.0	-11.8
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	59.0	62.0	5.2	41.9	34.0	-18.7	137.2	139.6	1.7
SABLES PETROLIFERES	347.3	327.0	-5.8	9.9	5.8	-41.0	216.5	180.3	-16.7
TAXES(EXCL. IMPOT SUR REVENU)	25.1	15.4	-38.7	4.8	7.8	60.1	32.2	25.1	-22.0
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	180.7	180.7	--	66.1	54.1	-18.2	248.3	211.6	-14.8
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	907.3	870.3	-4.1	376.7	326.8	-13.2	1178.3	1036.5	-12.0
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	1.9	2.1	10.5	0.0	0.0	--	0.8	0.5	-44.9
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	454.2	354.0	-22.1	285.3	199.1	-30.2	781.5	614.8	-21.3
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	127.9	91.0	-28.8	92.9	68.4	-26.4	103.8	78.9	-23.9
REDEVANCES TOTALES	584.0	447.2	-23.4	378.2	267.5	-29.3	886.1	694.2	-21.7

TABLEAU 9

RECONCILIATION DES BENEFICES NETS PAR RAPPORT AU REVENU IMPOSABLE D'APRES L'ETAT DE CONTROLE - 1986 TOUTES LES ACTIVITES AU CANADA

	TOTAL DE L'INDUSTRIE	SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS	SOCIETES PRODUCTRICES DE PETROLE ET DE GAZ
	EN MILLIONS DE DOLLARS				
BENEFICES NETS (PERTES NETTES) APRES IMPOT	1150	-569	1719	1780	-630
PROVISION POUR L'IMPOT	1040	-14	1053	902	138
BENEFICES NETS (PERTES NETTES) AVANT IMPOT	2190	-583	2772	2682	-492
ADDITIONS:					
TRPG	499	252	247	112	387
DEPRECIATION ET AMORTISSEMENT	2941	1587	1354	1368	1572
EPUISEMENT	1455	1183	272	108	1347
FRAIS D'EXPLOR. ET DE DEVEL. ENGAGES	993	272	721	229	764
REDEVANCES NON DEDUCTIBLES A LA COURONNE	2276	1102	1174	570	1706
PERTES RELATIVES A LA CESSION DE BIENS	495	484	11	7	488
GAIN EN CAPITAL IMPOSABLE	202	123	78	0	202
AUTRES ADDITIONS	5355	4236	1119	1401	3954
DEDUCTIONS:					
DEDUCTION POUR AMORTISSEMENT	2404	1420	984	1226	1178
FRAIS INDIRECT POUR L'EXPL. ET L'AMENAG.	74	59	15	14	60
DEDUCTION RELATIVE A DES RESSOURCES	1759	870	889	444	1315
FRAIS D'INTERETS POUR FINS D'IMPOTS	153	106	47	48	106
DEMANDE RELATIVE AUX FRAIS D'EXPLORATION	1243	316	928	538	706
DEMANDE RELATIVE AUX FRAIS D'AMENAGEMENT	981	538	443	267	714
DEMANDE RELATIVE AU FCPG	325	209	116	53	271
DEDUCTION POUR EPUISEMENT GAGNE	242	104	137	100	142
FRAIS D'EXPLORATION ET D'AMEN. A L'ETRANGER	73	50	23	12	61
FRAIS D'EXPLORATION ET D'AMEN. AU CANADA	1	0	1	0	1
ALLOCATION POUR EXPLORATION FRONTALIERE	7	7	--	--	7
DEDUCTION SUPPLEMENTAIRE POUR EPUISEMENT	12	6	6	--	12
GAINS RELATIFS A LA CESSION DE BIENS	325	227	98	74	251
COMPTE COMPENSATOIRE CUMULATIF (CCC)	221	221	--	0	221
AUTRES DEDUCTIONS	2866	1598	1269	1547	1319
DIFFERENCE NETTE ENTRE LES BENEFICES NETS (PERTES NETTES) AVANT IMPOT ET BENEFICES NETS (PERTES NETTES) POUR LE CALCUL DE L'IMPOT	3529	3508	21	-528	4057
BENEFICES NETS POUR LE CALCUL DE L'IMPOT	5718	2925	2794	2154	3565
SOUSTRAIRE:					
PERTES AUTRES QU'EN CAPITAL	706	575	130	249	457
DIVIDENDES IMPOSABLES	3233	2430	803	827	2407
AUTRES DEDUCTIONS	138	121	17	19	119
REVENU NET IMPOSABLE	1641	-202	1843	1059	582
PLUS: PERTES POUR L'ANNEE EN COURS	1123	876	247	95	1028
REVENU IMPOSABLE (ASSIETE FISCALE)	2764	674	2090	1154	1611
CREDIT D'IMPOT:					
ABATTEMENT DE L'IMPOT FEDERAL	244	55	190	104	141
DEDUCTIONS RELATIVES A DES BENEFICES DE FABRICATION ET DE TRANSFORMATION	92	8	85	71	21
CREDIT D'IMPOT ETRANGER	8	1	7	0	8
CREDIT D'IMPOT SUR L'ACHAT D'ACTIONS	8	--	8	8	--
CREDIT D'IMPOT A L'INVESTISSEMENT (CII)	229	51	178	168	61
CREDIT D'IMPOT A L'EXPLORATION (CIE)	4	3	1	2	2
AUTRES CREDITS D'IMPOT FEDERAL	20	20	0	13	7
IMPOT A PAYER:					
IMPOT FEDERAL TOTAL	718	129	589	270	448
IMPOT PROVINCIAL AVANT DEGREV. ET CREDITS	271	54	217	129	142
IMPOT PROVINCIAL A PAYER	38	-64	101	94	-56
IMPOT TOTAL	756	65	691	363	393
PERTES AUTRES QU'EN CAPITAL					
SOLDE D'OUVERTURE	929	688	241	403	526
PERTES POUR L'ANNEE EN COURS	1123	876	247	95	1028
PERTES DES PREDECESSEURS	199	198	0	8	191
UTILISEES PENDANT L'ANNEE (1)	706	575	130	249	457
EXPIREES DURANT L'ANNEE	55	48	6	5	49
REPORTEES AUX ANNEES PRECEDENTES	104	15	89	15	89
SOLDE DE CLOTURE	1386	1124	262	236	1150

(1) COMPREND PERTES AUTRES QU'EN CAPITAL UTILISEES PENDANT L'ANNEE EN COURS POUR REDUIRE L'IMPOT DE LA PARTIE IV.

TABLEAU 9

RECONCILIATION DES BENEFICES NETS PAR RAPPORT AU REVENU IMPOSABLE D'APRES L'ETAT DE CONTROLE - 1986 ACTIVITES EN AMONT

	TOTAL DE L'INDUSTRIE	SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN	SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS	SOCIETES PRODUCTRICES DE PETROLE ET DE GAZ
	EN MILLIONS DE DOLLARS				
BENEFICES NETS (PERTES NETTES) APRES IMPOT	479	-402	881	633	-155
PROVISION POUR L'IMPOT	432	-314	746	343	88
BENEFICES NETS (PERTES NETTES) AVANT IMPOT	910	-717	1627	977	-66
ADDITIONS:					
TRPG	499	251	247	112	387
DEPRECIATION ET AMORTISSEMENT	1921	1010	911	570	1351
EPUISEMENT	1428	1159	269	108	1320
FRAIS D'EXPLOR. ET DE DEVEL. ENGAGES	961	272	689	225	736
REDEVANCES NON DEDUCTIBLES A LA COURONNE	2276	1102	1174	570	1706
PERTES RELATIVES A LA CESSION DE BIENS	183	174	10	5	178
GAIN EN CAPITAL IMPOSABLE	217	134	83	1	216
AUTRES ADDITIONS	2297	1498	799	601	1696
DEDUCTIONS:					
DEDUCTION POUR AMORTISSEMENT	1606	844	763	616	991
FRAIS INDIRECT POUR L'EXPL. ET L'AMENAG.	74	59	15	14	60
DEDUCTION RELATIVE A DES RESSOURCES	1750	860	891	444	1306
FRAIS D'INTERETS POUR FINS D'IMPOTS	120	79	41	31	89
DEMANDE RELATIVE AUX FRAIS D'EXPLORATION	1223	309	914	538	685
DEMANDE RELATIVE AUX FRAIS D'AMENAGEMENT	973	534	439	267	706
DEMANDE RELATIVE AU FCPG	323	209	114	53	270
DEDUCTION POUR EPUISEMENT GAGNE	241	104	137	100	142
FRAIS D'EXPLORATION ET D'AMEN. A L'ETRANGER	70	47	23	12	58
FRAIS D'EXPLORATION ET D'AMEN. AU CANADA	1	--	1	0	1
ALLOCATION POUR EXPLORATION FRONTALIERE	7	7	--	--	7
DEDUCTION SUPPLEMENTAIRE POUR EPUISEMENT	12	6	6	--	12
GAINS RELATIFS A LA CESSION DE BIENS	123	64	60	9	114
COMPTE COMPENSATOIRE CUMULATIF (CCC)	221	221	--	0	221
AUTRES DEDUCTIONS	1692	815	877	563	1128
DIFFERENCE NETTE ENTRE LES BENEFICES NETS (PERTES NETTES) AVANT IMPOT ET BENEFICES NETS (PERTES NETTES) POUR LE CALCUL DE L'IMPOT	1344	1442	-98	-456	1800
BENEFICES NETS POUR LE CALCUL DE L'IMPOT	2254	726	1529	521	1734
SOUSTRAIRE:					
PERTES AUTRES QU'EN CAPITAL	484	429	55	43	441
DIVIDENDES IMPOSABLES	720	491	229	252	468
AUTRES DEDUCTIONS	161	153	8	7	154
REVENU NET IMPOSABLE	889	-348	1237	218	671
PLUS: PERTES POUR L'ANNEE EN COURS	813	657	156	45	767
REVENU IMPOSABLE (ASSIETTE FISCALE)	1701	309	1393	264	1438
CREDIT D'IMPOT:					
ABATTEMENT DE L'IMPOT FEDERAL	157	27	130	25	131
DEDUCTIONS RELATIVES A DES BENEFICES DE FABRICATION ET DE TRANSFORMATION	31	3	28	10	21
CREDIT D'IMPOT ETRANGER	3	0	2	--	3
CREDIT D'IMPOT SUR L'ACHAT D'ACTIONS	8	--	8	8	--
CREDIT D'IMPOT A L'INVESTISSEMENT (CII)	94	39	55	35	59
CREDIT D'IMPOT A L'EXPLORATION (CIE)	4	3	1	2	2
AUTRES CREDITS D'IMPOT FEDERAL	12	12	0	8	4
IMPOT A PAYER:					
IMPOT FEDERAL TOTAL	457	42	415	50	407
IMPOT PROVINCIAL AVANT DEGREV. ET CREDITS	154	25	129	26	128
IMPOT PROVINCIAL A PAYER	-69	-90	22	-1	-68
IMPOT TOTAL	388	-48	436	48	340
PERTES AUTRES QU'EN CAPITAL					
SOLDE D'OUVERTURE	295	226	70	39	256
PERTES POUR L'ANNEE EN COURS	813	657	156	45	767
PERTES DES PREDECESSEURS	198	198	--	7	190
UTILISEES PENDANT L'ANNEE(1)	484	429	55	43	441
EXPIREES DURANT L'ANNEE	54	48	6	5	49
REPORTEES AUX ANNEES PRECEDENTES	92	11	81	14	78
SOLDE DE CLOTURE	675	591	84	29	646

(1) COMPREND PERTES AUTRES QU'EN CAPITAL UTILISEES PENDANT L'ANNEE EN COURS POUR REDUIRE L'IMPOT DE LA PARTIE IV.

TABLEAU 10

DEDUCTIONS DE L'ANNEE EN COURS ET RESERVES FISCALES RESTANTES - 1986

	SOCIETES SOUS CONTROL CANADIEN		SOCIETES SOUS CONTROL ETRANGER		INDUSTRIE TOTALE	
	EN AMONT	TOTALE	EN AMONT	TOTALE	EN AMONT	TOTALE
	EN MILLIONS DE DOLLARS					
DEDUCTION POUR AMORTISSEMENT - CATEGORIE 10						
SOLDE D'OUVERTURE	1405	1693	1786	2027	3191	3720
ADDITIONS NETTES	680	730	594	645	1274	1376
AIDE GOUVERNEMENTALE	33	33	23	24	56	57
RAJUSTEMENTS	583	595	-129	-102	454	494
DEMANDEE PENDANT LA PERIODE EN COURS	605	648	535	591	1140	1239
SOLDE DE CLOTURE	2031	2338	1693	1955	3723	4293
DEDUCTION POUR AMORTISSEMENT - CATEGORIE 28						
SOLDE D'OUVERTURE	35	157	65	252	100	409
ADDITIONS NETTES	118	115	109	125	227	240
AIDE GOUVERNEMENTALE	9	9	1	1	10	10
RAJUSTEMENTS	0	-6	0	-2	0	-8
DEMANDEE PENDANT LA PERIODE EN COURS	100	104	46	104	146	208
SOLDE DE CLOTURE	45	152	126	270	171	423
DEDUCTION POUR AMORTISSEMENT - CATEGORIE 29						
SOLDE D'OUVERTURE	216	1209	94	713	310	1921
ADDITIONS NETTES	145	304	21	234	166	538
AIDE GOUVERNEMENTALE	6	23	4	11	9	34
RAJUSTEMENTS	268	498	28	23	296	521
DEMANDEE PENDANT LA PERIODE EN COURS	140	464	61	48	200	513
SOLDE DE CLOTURE	483	1523	80	911	563	2434
DEDUCTION POUR AMORTISSEMENT - AUTRES						
SOLDE D'OUVERTURE	535	2094	343	1770	878	3864
ADDITIONS NETTES	47	295	55	381	102	677
AIDE GOUVERNEMENTALE	2	2	2	2	3	4
RAJUSTEMENTS	2	190	77	-11	78	179
DEMANDEE PENDANT LA PERIODE EN COURS	-1	204	121	241	121	445
SOLDE DE CLOTURE	583	2373	352	1898	935	4271
CREDIT D'IMPOT A L'INVESTISSEMENT (CII)						
SOLDE D'OUVERTURE	130	184	12	182	143	366
CII GAGNE	61	84	70	101	131	185
RAJUSTEMENTS	-56	-88	0	0	-55	-87
CII DEMANDE ET/OU REMBOURSE	46	65	62	185	108	250
SOLDE DE CLOTURE	89	116	21	98	110	214
CREDIT D'IMPOT A L'EXPLORATION (CIE)						
SOLDE D'OUVERTURE	--	--	--	--	--	--
CIE GAGNE	17	17	1	1	18	18
RAJUSTEMENTS	--	--	--	--	--	--
CIE RECLAME ET/OU REMBOURSE	9	9	1	1	10	10
SOLDE DE CLOTURE	8	8	--	--	8	8
FRAIS CUMULATIFS D'EXPLORATION AU CANADA						
SOLDE D'OUVERTURE	1127	1242	441	486	1568	1728
ADDITIONS NETTES	1256	1273	1054	1069	2310	2342
AIDE GOUVERNEMENTALE: CIE	9	9	1	1	10	10
AIDE GOUVERNEMENTALE: AUTRES	782	782	28	28	811	811
RAJUSTEMENTS	-2	-4	30	30	29	27
DEMANDES PENDANT LA PERIODE EN COURS	309	316	914	928	1224	1244
VIRES AU CCC	389	389	19	19	408	408
SOLDE DE CLOTURE	892	1016	563	608	1455	1624

TABLEAU 10

DEDUCTIONS DE L'ANNEE EN COURS ET RESERVES FISCALES RESTANTES - 1986 (SUITE)

	SOCIETES SOUS CONTROL CANADIEN		SOCIETES SOUS CONTROL ETRANGER		INDUSTRIE TOTALE	
	EN AMONT	TOTALE	EN AMONT	TOTALE	EN AMONT	TOTALE
	EN MILLIONS DE DOLLARS					
FRAIS CUMULATIFS D'AMENAGEMENT AU CANADA						
SOLDE D'OUVERTURE	1434	1459	1202	1211	2636	2670
ADDITIONS NETTES	539	544	398	400	938	943
AIDE GOUVERNEMENTALE	95	95	1	1	95	95
RAJUSTEMENTS	327	327	79	79	406	405
DEMANDES PENDANT LA PERIODE EN COURS	534	538	439	443	973	981
VIRES AU CCC	32	32	1	1	33	33
SOLDE DE CLOTURE	1640	1665	1239	1245	2879	2909
COMPTE COMPENSATOIRE CUMULATIF (CCC)						
SOLDE D'OUVERTURE	267	267	86	86	353	353
ADDITIONS DESIGNEES AU FEC	389	389	19	19	408	408
ADDITIONS DESIGNEES AU FAC	32	32	1	1	33	33
DEMANDE PENDANT LA PERIODE EN COURS	221	221	--	--	221	221
SOLDE DE CLOTURE	468	468	106	106	574	574
FCPG						
SOLDE D'OUVERTURE	1638	1689	1425	1425	3063	3114
ADDITIONS NETTES	217	232	193	207	411	439
RAJUSTEMENTS	-47	-47	-36	-36	-83	-83
DEMANDES PENDANT LA PERIODE EN COURS	209	209	115	116	324	326
SOLDE DE CLOTURE	1599	1665	1468	1480	3067	3145
DEDUCTION POUR EPUISEMENT GAGNE						
SOLDE D'OUVERTURE	964	976	740	751	1705	1726
ADDITIONS NETTES	26	27	244	249	270	276
RAJUSTEMENTS	0	0	39	39	39	39
DEMANDEE PENDANT LA PERIODE EN COURS	104	104	137	137	241	242
SOLDE DE CLOTURE	887	899	886	901	1773	1799
FRAIS D'EXPL. ET D'AMENAGEMENT A L'ETRANGER						
SOLDE D'OUVERTURE	445	475	96	96	541	571
ADDITIONS NETTES	89	91	34	34	123	125
DEMANDES PENDANT LA PERIODE EN COURS	47	50	23	23	70	73
SOLDE DE CLOTURE	486	516	107	107	593	623
FRAIS D'EXPL. ET D'AMENAGEMENT AU CANADA						
SOLDE D'OUVERTURE	10	11	13	15	23	27
RAJUSTEMENTS	2	2	0	0	1	1
DEMANDES PENDANT LA PERIODE EN COURS	--	0	1	1	1	1
SOLDE DE CLOTURE	11	13	12	14	24	27
DEDUCTION SUPPLEMENTAIRE POUR EPUISEMENT						
SOLDE D'OUVERTURE	10	10	9	9	19	19
DEMANDEE PENDANT LA PERIODE EN COURS	6	6	6	6	12	12
SOLDE DE CLOTURE	4	4	3	3	7	7
ALLOCATION POUR EXPLORATION FRONTALIERE						
SOLDE D'OUVERTURE	187	187	12	12	200	200
DEMANDEE PENDANT LA PERIODE EN COURS	7	7	--	--	7	7
SOLDE DE CLOTURE	180	180	12	12	192	192
RAPPEL						
FRAIS GENERAUX D'EXPLOR. ET D'AMENAGEMENT	108	108	25	26	133	134
BENEFICES RELATIFS A DES RESOURCES	3495	3538	3487	3489	6982	7027

GLOSSAIRE

Acquisitions--acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses de capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations des fonds" dans les rapports d'examen. (Acquisitions)

Activités autres au Canada--comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière. L'activité des sociétés peut également être visée par cette définition. (Other Canadian Operations)

Amortissement--sur une période donnée, montant imputé à l'actif, autre que par la dépréciation, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif et les sommes radiées de l'actif. (Amortization)

Autres affectations de fonds--affectations comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagé et les investissements à long terme. (All Other Uses of Funds)

Autres sources de fonds--produits de la vente de l'actif ou investissements à long terme, paiements anticipés applicables à la production future et reclassification d'une dette importante de court terme à long terme contractée en 1984. (All Other Sources of Funds)

Avoir propre--valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. (Equity)

Capital utilisé--la valeur comptable nette de l'actif total moins le passif courant. (Capital Employed)

Contrôle canadien--en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions avec droit de vote sont détenues soit directement, soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ses actions avec droit de vote sont détenues par des non-résidents. (Canadian Control)

Dépenses de capital--investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (p. ex. coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation. (Capital Expenditures)

Dépenses de mise en valeur--dépenses comprenant les coûts de forage et d'achèvement de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain et le coût d'achat de réserves prouvées. (Development Expenditures)

Dépenses de production--dépenses liées à la production de pétrole et de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. (Production Expenditures)

Dépréciation--montant imputé sur les dépenses applicable à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation aux fins d'impôt. (Depreciation)

Dette à long terme--dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. (Long-term Debt)

Épuisement--montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt. (Depletion)

Extraction minière des ressources énergétiques--extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). (Energy Mining)

Fonds de roulement--actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). (Working Capital)

Frais d'exploration--comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques et les coûts des forages d'exploration, qu'ils soient capitalisés ou radiés. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place. (Exploration Costs)

Frais non monétaires--désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. (Non-cash Charges)

Grands producteurs--sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont des activités et dont les activités sont surtout axées sur l'exploration et la production. (Senior Producers)

Impôt reporté--impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des résultats, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers. (Deferred Income Taxes)

Impôt sur le revenu courant--partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport et réputé exigible. (Current Income Tax)

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse--méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. (Successful Efforts Accounting)

Méthode de capitalisation du coût entier--méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts sont initialement capitalisés et imputés uniquement sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire les frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont défrayés à mesure qu'ils sont engagés. (Full Cost Accounting)

Participation canadienne--la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue soit directement, soit indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens. (Canadian Ownership)

Petits producteurs--sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et dont les activités amont de chacune d'elles représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. (Junior Producers)

Pétrole lourd non classique--gisements de pétrole dont la masse volumique est habituellement supérieure à 934 kg/m^3 et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la masse volumique est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m^3 Les principaux gisements sont ceux de Cold Lake et de Lloydminster. (Non-conventional Heavy Oil)

Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV)--accorde une aide directe aux sociétés qui ont des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Commençant le premier avril 1987, le PCEEMV fournira des stimulants pécuniaires couvrant 33 1/3 pourcent des dépenses d'exploration et de mise en valeur partout au Canada, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars annuellement par société. Des mesures fiscales proposées dans la Réforme de l'impôt sur le revenu de juin 1987, prévoit l'élimination progressive du programme sur une période de temps équivalente à la période d'épuisement encourue; e.g. les dépenses encourues après le 30 juin, 1989 n'auront plus droit aux suventions d'encouragement PCEEMV. (Canadian Exploration and Development Incentive Program)

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP)--des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. Le gouvernement de l'Alberta administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier féderal, finance et administre le programme ailleurs au Canada. Parmi les mesures d'ordre financier adoptées dans le cadre de l'Accord de l'Ouest, il y a celle visant à mettre fin au PESP le 31 mars 1986 en ce qui a trait à l'ensemble des activités antérieurement admissibles aux subventions, sauf les dépenses d'exploration engagées aux fins de forage de puits dans les régions pionnières, qui peuvent répondre aux engagements pris dans le cadre des ententes d'exploration relatives aux terres du Canada. Les puits forés dans ces régions qui sont admissibles aux subventions du PESP continueront de l'être, en vertu de droits acquis, jusqu' au 31 décembre 1987. (Petroleum Incentives Program)

Rapport d'endettement--rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis) à la fin d'une période. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "Dette à long terme"). (Debt/Equity Ratio)

Ressources d'autofinancement--revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. (Internal Cash Flow)

Sables pétrolifères--réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la masse volumique est habituellement supérieure à 985 kg/m^3. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca, Cold Lake et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. (Oil Sands)

Secteur en amont--activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures, ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. (Upstream Segment)

Secteur aval--comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. (Downstream Segment)

Sociétés intégrées --sociétés individuelles qui perçoivent des recettes importantes tant dans les secteurs amont qu'aval. (Integrated Companies)

Sources externes de fonds --sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. (External Sources of Funds)

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)--taxe de 13,3 % imposée sur les recettes de production après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et une déduction à l'égard de ressources de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets de récupération tertiaire admissibles du montant des dépenses de capital admissibles engagées après 1982 et ce, jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. En avril 1986, le crédit actuel de 500 000 $ aux petits producteurs a été augmenté à 2 millions de dollars et le montant de 10 000 $ des recettes triées des ressources que les particuliers peuvent exempter de la TRPG est passé à 40 000 $. Les usines de traitement de sables pétrolifères des sociétés Syncrude et Suncor se sont vues accorder une exonération de la TRPG jusqu'à la fin de 1986. Les sociétés n'ayant pas réalisé de profits pourront porter en déduction de la TRPG les dépenses inutilisées d'exploration et de mise en valeur. En vertu de l'Accord de l'Ouest, la TRGP devait être abolie progressivement au 1er janvier 1989, mais le 8 septembre 1986, le gouvernement du Canada annonçait son élimination à partir d'octobre 1986. Entretemps, cette taxe n'est plus admissible aux fins de l'impôt sur le revenu. (Petroleum and Gas Revenue Tax)

Terres du Canada --les zones du Canada situées à l'extérieur des limites provinciales. (Canada Lands)

DÉFINITIONS D'EXPRESSIONS TOUCHANT À LA FISCALITÉ

Allocations du coût en capital--équivalent de l'amortissement comptable en ce qui concerne l'impôt sur le revenu. Le contribuable peut effectuer certaines déductions à l'égard du coût en capital des biens amortissables dans la mesure permise par le Règlement de l'impôt sur le revenu (RIR). (Capital Cost Allowances)

Parmi les catégories les plus pertinentes de la déduction pour amortissement, en ce qui concerne le secteur des hydrocarbures et le secteur minier, citons:

Catégorie 10--comprend des biens tels que le matériel des puits de pétrole et de gaz, les installations de forage (sauf les navires de forage offshore), certains matériels de travaux géophysiques, le matériel de valorisation du pétrole lourd et certains biens corporels acquis relativement à la recherche et à la mise en valeur du pétrole et du gaz qui ne sont pas inclus à titre de frais d'exploration au Canada ou à titre de frais d'aménagement au Canada (voir ci-dessous) (Annex II, RIR). (Class 10)

Catégorie 28--comprend les biens utilisés pour tirer un revenu de nouvelles mines ou de grands agrandissements de mines ou pour faire produire un revenu par ces mines (y compris les gisements de sables pétrolifères) (Annexe II, RIR). (Class 28)

Catégorie 29--comprend les biens fabriqués ou acquis par le contribuable et utilisés directement ou indirectement par lui surtout pour la fabrication ou la transformation de marchandises en vue de la vente ou de la location (Annexe II, RIR). (Class 29)

Épuisement:

Déduction pour épuisement gagné--montant qu'il est permis de déduire du revenu, jusqu'à concurrence du moins élevé des montants suivants: soit 25% des bénéfices admissibles aux fins de l'épuisement gagné, soit la base de la déduction pour épuisement (art. 1201, RIR). (Earned Depletion Allowance)

Base de la déduction pour épuisement gagné--montant, net des déductions pour épuisement gagné déclarées les années précedentes, égal à 33 1/3% des dépenses prescrites admissibles. Ces dépenses prescrites admissibles comprennent les frais engagés à l'égard de projets intégrés de sables pétrolifères, de projets de récupération assistée et d'installations de valorisation du pétrole lourd. Pour 1984, les montants ajoutés à la base de la déduction pour épuisement gagné comprennent aussi 10 % des frais d'exploration au Canada engagés dans les Terres du Canada (art. 1205, RIR). (Earned Depletion Base)

Déduction à l'égard d'épuisement pour exploration minière--montant qu'il est permis de déduire du revenu et n'excédant pas le moindre des montants suivants: soit 25% du revenu provenant de n'importe quelle source, soit la base d'exploration minière pour épuisement (projet de modification au RIR, art. 1203(1)). (Mining Exploration Depletion Allowance)

Base d'exploration minière pour épuisement--montant, net des déductions réclamées à l'égard d'épuisement pour exploration minière pour les années antérieures, égal à 33 1/3% des frais d'exploration au Canada engagés après le 19 avril 1983 (projet de modification au RIR, art. 1203(2)). (Mining Exploration Depletion Base)

Frais d'exploration, d'aménagement et d'acquisition de biens:

Frais d'aménagement au Canada (FAC)--toutes dépenses, sauf les frais d'exploration au Canada (voir ci-après), engagées pour le forage ou l'achèvement d'un puits de pétrole ou de gaz avant le début de la production du puits en quantités commerciales, ou pour le forage ou la conversion d'un puits en vue d'évacuer des liquides résiduels ou en vue d'injecter des matériaux pour faciliter la récupération du pétrole ou du gaz d'un autre puits. Ces frais comprennent aussi les dépenses engagées pour le forage ou la remise en production d'un puits après le début de la production en quantités commerciales, les dépenses engagées avant le 17 novembre 1978 aux fins d'amener au stade de la production une ressource minérale, et les frais d'acquisition d'une ressource minérale au Canada autres que des sommes versées pour préserver les droits du contribuable relativement à un bien minier (alinéa 66.2(5)a), LIR). (Canadian Development Expense)

Frais cumulatifs d'aménagement au Canada (FCAC)--"réserve" égale au total de tous les FAC engagés auparavant, moins certaines sommes prescrites. Ces sommes prescrites comprennent les montants des FCAC déduits pour les années antérieures lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total des aides ou des avantages pertinents reçus des gouvernements fédéral ou provinciaux (p. ex. subventions à la mise en valeur accordées par le PESP) (alinéa 66.2(5)b), LIR). (Cumulative Canadian Development Expense)

Déduction pour frais d'aménagement cumulatifs engagés au Canada--déduction disponible à l'égard des FCAC qui permet à tous les contribuables de déduire un montant non supérieur à 30% du solde de leur réserve de FCAC lors du calcul de leur revenu aux fins d'impôts (paragraphe 66.2(2), LIR). (Deduction for Cumulative Canadian Development Expense)

Frais d'exploration au Canada (FEC)--toute dépense engagée pour déterminer l'existence, la localisation, l'étendue ou la qualité d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel ou d'une ressource minérale au Canada. Les FEC comprennent les frais de travaux géologiques, géophysiques et géochimiques ainsi que tous les frais engagés relativement au premier puits susceptible d'être exploité commercialement à partir d'un gisement d'hydrocarbures inconnu jusque-là. À partir du 1er avril 1987 plusieurs modifications ont été apportées, permettant aux sociétés un délai de six mois suivant la fin d'une année fiscale pour décider si un puits a résulté en une découverte ou doit être abandonné; aussi, pour que la production soit considérée en "quantité commerciale" il faut qu'elle dépasse le niveau nécessaire pour tester le puits ou pour d'autres usages stipulés. Les puits dont le coût dépasse 5 millions de dollars et qui ne commencent pas à produire avant deux années à partir de la fin du forage, sont considérés comme puits d'exploration dès le début. Les dépenses supportées après le 16 novembre 1978 pour mener au stage de production une ressource minérale sont aussi incluses (alinéa 66.1(6)a), LIR). (Canadian Exploration Expense)

Frais cumulatifs d'exploration au Canada (FCEC)--"réserve" égale au total de tous les FEC supportés jusque-là, moins certaines sommes prescrites. Ces sommes prescrites comprennent les montants des FCEC déjà déduits lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total de l'aide ou des avantages pertinents accordés par les gouvernements fédéral et provinciaux (p. ex. subventions pour l'exploration du PESP) (alinéa 66.1(6)b), LIR). (Cumulative Canadian Exploration Expense)

Déduction pour frais cumulatifs d'exploration au Canada--une "corporation exploitant une entreprise principale" (voir alinéa 66(15)h) de la LIR) doit déduire le solde de ses FCEC lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt dans la mesure où elle a un revenu. Elle ne peut cependant pas créer une perte autre qu'une perte en capital (voir ci-après) par le moyen de sa demande de déduction pour FCEC (paragraphe 66.1(2) de la LIR). Une corporation autre qu'une corporation exploitant une entreprise principale et tous les autres contribuables peuvent déduire 100% du solde de leur réserve de FCEC lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et peuvent s'en servir pour créer une perte autre qu'une perte en capital (paragraphe 66.1(3), LIR). (Deduction for Cumulative Canadian Exploration Expense)

Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FBCPG)--frais engagés pour l'acquisition d'un droit, d'un permis ou d'un privilège relatif à l'exploration, au forage ou à l'extraction de pétrole, de gaz naturel ou d'hydrocarbures assimilés au Canada, pour l'acquisition d'un puits de pétrole ou de gaz au Canada, ou tout loyer ou redevance calculé en fonction du montant ou de la valeur de la production d'un puits de pétrole ou de gaz au Canada, autre qu'un paiement fait pour conserver les droits du contribuable relativement à l'avoir minier (alinéa 66.4(5)a), LIR). (Canadian Oil and Gas Property Expense)

Frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FCBCPG)--"réserve" constituée du total de tous les FBCPG déjà engagés, moins certains montants prescrits. Ces montants prescrits comprennent les montants des FCBCPG déduits pour les années antérieures lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total de l'aide ou des avantages pertinents accordés par les gouvernements fédéral et provinciaux (alinéa 66.4(5)b), LIR). (Cumulative Canadian Oil and Gas Property Expense)

Déduction pour frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz--déduction relative aux FCBCPG dont tous les contribuables peuvent se prévaloir pour déduire un montant jusqu'à concurrence de 10% du solde de leur réserve de FCBCPG lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt (paragraphe 66.4(2), LIR). (Deduction for Cumulative Canadian Oil and Gas Property Expense)

Compte compensatoire cumulatif (CCC)--une déduction qui permet aux sociétés d'utiliser certaines dépenses reliées aux frais d'exploration et d'aménagement encourues après le 31 mars, 1985 et qui ne sont pas utilisées pour le calcul de l'impôt fédéral sur le revenu des corporations. Cette déduction permet alors à la société de réduire son fardeau de TRPG durant la période l'élimination progressive de cette taxe. Une société est autorisée à réclamer un crédit d'impôt égal au montant le moins élevé de la TRPG à payer ou 30 % du montant par lequel les dépensés transférées au compte compensatoire cumulatif pendant l'année courante dépasse le solde de l'année précédente. (Cumulative Offset Account)

Frais d'exploration et d'aménagement étrangers (FEAE)--déduction à l'égard de frais d'exploration, d'aménagement et d'acquisition de biens, y compris les paiements faits pour conserver les droits relatifs à des avoirs miniers à l'étranger, engagés par une société dans un pays autre que le Canada. Dans le cas où la société a des revenus tirés de la production ou des revenus afférents à des redevances à l'étranger dépassant 10% des FEAE de la société, la déduction doit être égale à 10% des FEAE. Les FEAE reportés sur une année subséquente sont réduits par le montant éligible pour déduction dans une année précédente, qu'il ait été réclamé ou non (paragraphe 66(4), LIR). (Foreign Exploration and Development Expense)

Gains et pertes:

Gain en capital imposable--la moitié du gain découlant de la disposition d'un actif immobilisé. Le montant du gain est calculé selon la différence entre le produit de la disposition et le prix de base rajusté du bien (alinéas 38a) et 40(1)a), LIR). (Taxable Capital Gain)

Perte autre qu'une perte en capital--montant total de toutes les pertes subies par le contribuable pour l'année à titre de perte d'entreprise (perte commerciale) ou de perte relativement à des biens, y compris les pertes déductibles au titre d'un placement d'entreprise. Dans la mesure où une perte autre qu'une perte en capital n'est pas déductible pour l'année d'imposition, elle peut se reporter à d'autres années. On peut reporter des déductions sur trois années antérieures et sur sept années subséquentes d'imposition (alinéa 111(8)b), LIR). (Non Capital Loss)

Perte déductible au titre d'un placement d'entreprise--la moitié de la perte subie par suite de la disposition d'un bien qui est une action du capital-actions d'une corporation privée dont le contrôle est canadien, une créance qui lui est due par une corporation privée dont le contrôle est canadien, des actions d'une corporation ayant fait faillite au cours de l'année antérieure, ou une créance due au contribuable que celui-ci a déterminé être une créance irrécouvrable au courant de l'année (alinéas 38 c) et 39 (1)c), LIR). (Allowable Business Investment Loss)

Perte en capital déductible-- la moitié de la perte subie par suite de la disposition d'un actif immobilisé dans les cas où au moment de la disposition, le total du prix de base ajusté du bien dépasse le produit de la disposition du bien (aliénas 38 b) et 40(1)b), LIR). (Allowable Capital Loss)

Perte en capital nette--montant de toutes les pertes en capital déductibles subies au cours de l'année ou des années antérieures qui n'ont pas encore donné lieu à une déduction lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt (alinéa 111(8)a), LIR). (Net Capital Loss)

Perte finale-- perte constatée à la fin de l'année d'imposition lorsqu'il reste un solde non réclamé dans une catégorie de déduction pour amortissement et que le contribuable ne possède plus aucun bien appartenant à cette catégorie (paragraphe 20(16), LIR). (Terminal Loss)

Perte ou gains relatifs aux monnaies étrangères-- pertes ou gains découlant des fluctations des devises se répercutant sur l'actif ou le passif détenues par la société en devises étrangères pendant toute l'année et calculés par rapport aux devises canadiennes. Ces gains ou pertes peuvent se traiter à titre de gains ou de pertes en capital ou de gains ou pertes de revenu (Bulletin d'interprétation 95R). (Foreign Exchange Gains/Losses)

Crédits d'impôt:

Crédit d'impôt à l'exploration (CIE)--Les dépenses canadiennes d'exploration pour les puits s'élevant à plus de 5 millions de dollars font l'objet d'un remboursement du CIE à un taux de 25 % de ces dépenses, les frais généraux, les frais financiers, d'autres dépenses ne s'appliquant pas spécifiquement aux puits et les dépenses qui suscitent des mesures incitatives du programme d'encouragement de l'Alberta ne sont pas admissibles au CIE. Le CIE réclamé diminue le montant des dépenses canadiennes d'exploration qui serait déductible en l'absence de ce crédit. (Exploration Tax Credit)

Déduction pour impôt étranger--déduction applicable aux impôts exigibles par le Canada et qui est égale au moindre des montants suivants: soit l'impôt sur le revenu tiré d'une entreprise et payé à un gouvernement étranger en question, soit le montant des impôts canadiens normalement exigibles à l'égard de l'activité en question. Certaines dispositions relatives au report d'impôt (voir ci-après) s'appliquent dans les cas où la société ne peut pas utiliser le montant total des impôts étrangers payés pour l'année à titre de déduction pour impôt étranger. (paragraphe 126(2), LIR). (Foreign Tax Credit)

Report d'impôt étranger--les impôts sur le revenu tiré d'une entreprise payés dans un pays étranger, qui ne donnent pas lieu dans leur totalité à des dégrèvements d'impôt sur le revenu au Canada pour l'année d'imposition, peuvent être reportés sur les cinq prochaines années. Il n'existe pas de report sur les années antérieures dans ce cas. Un report d'impôt étranger peut s'appliquer aux impôts canadiens sur le revenu pendant les cinq années subséquentes, seulement dans la mesure où le contribuable a un revenu tiré d'une entreprise qu'il exploite dans le pays en question (alinéa 126(7)b), LIR). (Foreign Tax Carryovers)

Crédit d'impôt à l'investissement--selon la nature du capital-actions et des biens amortissables acquis au cours de l'année et le lieu au Canada où ces biens sont utilisés, des crédits d'impôt dans la gamme de 7 à 50% du coût en capital sont offerts. Les crédits d'impôt à l'investissement déduits pour l'année réduisent le montant de la déduction pour amortissement à l'égard du bien (voir C-6). Les crédits gagnés avant le 20 avril 1983 étaient limités à une déduction annuelle maximale de 15 000 $ applicable à l'impôt exigible, plus la moitié du montant dont le crédit d'impôt à l'investissement dépasse la somme de 15 000 $. Les crédits gagnés après le 19 avril 1983 peuvent se déduire sans limite contre l'impôt exigible ou peuvent donner lieu à un remboursement partiel lorsque le contribuable n'a pas d'impôt à payer. Dans le cadre de son budget de 1986, le gouvernment fédéral annonçait l'abolition graduelle, sur deux ans, à compter de janvier 1987, du CII général de 7 et 10 % offert dans les régions autres que celle des provinces de l'Atlantique. Le CII actuel de 20 %, offert dans les provinces de l'Atlantique, demeurera en vigueur et s'appliquera maintenant à la zone offshore de cette région. Les taux de crédit pour la .echerche et le développement restent les mêmes, soit de 20 et 30 % (alinéa 127, LIR) (art. 127, LIR). (Investment Tax Credit)

Crédit d'impôt pour la recherche scientifique (CIRS)--les sociétés peuvent déduire des impôts sur le revenu, autrement exigibles, un montant ne dépassant pas 50% de leurs dépenses engagées par l'entre-mise d'achat de titres (émission d'actions ou de dette) émis par une société active dans la recherche scientifique conformément à des contrats financiers concernant la recherche scientifique. La société réclamant des CIRS doit être l'acheteur initial de ces titres. Les montants de CIRS non déduits de l'impôt sur le revenu autrement exigible peuvent être reportés à l'année précédente mais ne sont pas admissibles comme déductions pour les périodes fiscales à venir. Le budget de mai 1985 annonçait l'abolition immédiate du CIRS (section 127.3 et section 194, LIR). (Scientific Research Tax Credit)

Autres déductions d'impôt:

Abattement d'impôt fédéral--déduction applicable à l'impôt exigible de la corporation, égal à 10% du revenu imposable de celle-ci gagné dans une province ou un territoire. La déduction reconnaît le fait que les gouvernements provinciaux prélèvent un impôt sur le revenu (paragraphe 124(1), LIR). (Federal Tax Abatement)

Dépenses de frais généraux d'exploration et de mise en valeur au Canada (FGEMVC)--frais généraux et administratifs indirectement reliés aux activités d'exploration et qui sont ajoutés aux dépenses de FEC et FAC déduits des bénéfices relatifs à des ressources utilisés afin de déterminer les déductions à l'égard des ressources. (Canadian Exploration and Development Overhead Expenses)

Dividendes canadiens--dividendes imposables d'une corporation canadienne imposable ou d'une corporation résidant au Canada dont le contribuable a le contrôle. Il est permis de déduire du revenu un montant égal au dividende (paragraphe 112(1), LIR). (Canadian Dividends)

Dividendes étrangers non imposables--dividendes payés à même le revenu tiré d'une entreprise par des corporations qui sont des corporations étrangères affiliées au contribuable (alinéa 95(1)d), LIR). Ces dividendes sont inscrits nets des impôts de retenue étrangers. Le paragraphe 113(1) de la LIR décrit les règles qui régissent les déductions relatives aux dividendes reçus de corporations étrangères affiliées. (Non Taxable Foreign Dividends)

Déduction pour bénéfices de fabrication et de transformation--déduction applicable à l'impôt exigible normalement sur le revenu tiré de la fabrication ou de la transformation au Canada dans une proportion de 6% en ce qui concerne le revenu ne donnant pas droit à la déduction accordée aux petites entreprises et dans une proportion de 5% en ce qui concerne le revenu donnant droit à la déduction accordée aux petites entreprises (article 125.1, LIR). (Manufacturing and Processing Profits Deduction)

Déduction à l'égard des ressources--déduction applicable au revenu pour un montant égal à 25% des bénéfices tirés des ressources par le contribuable. La déduction s'applique au lieu de toute déduction pour redevances versées à la Couronne (art. 1210, RIR). (Resource Allowance)

MANDAT DE L'ASSP

A. Mandat de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a été créée pour fournir aux utilisateurs des secteurs public et privé une évaluation globale et objective des performances financières de l'industrie pétrolière au Canada. Il s'agit de s'assurer du bien-fondé des décisions des secteurs public et privé. Pour ce faire, l'Agence publie des examens semestriels et annuels fondés sur les renseignements qu'elle reçoit directement de sociétés pétrolières et gazières qui font affaire au Canada.

L'Agence a été créée en août 1980 et tient ses pouvoirs de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique(1). Pour assurer l'impartialité de ses rapports et conserver sa crédibilité parmi les utilisateurs, l'ASSP a été constituée à titre d'organisme distinct et indépendant dont le président relève directement du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Au paragraphe 5(1), la Loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par an, déposer des états exposant les données et renseignements concernant:

(a) le droit de propriété exclusive ou le contrôle qu'exerce sur elle toute personne physique ou morale,
(b) la provenance et l'affectation de ses fonds,
(c) ses activités de prospection, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation,
(d) les coûts et revenus,
(e) les déductions, crédits et allocations dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu,
(f) la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices,
(g) ses ressources, réserves et autres biens,
(h) les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation,
(i) ses programmes de recherche et de développement, et
(j) toutes autres activités reliée à la production du pétrole et du gaz naturel, du raffinage et de la commercialisation, ainsi que les fonds dérivés de telles activités.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés de personnes, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à la recherche, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés ou la valeur des éléments d'actif dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi prescrivent que les revenus bruts et la valeur des éléments d'actif sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par l'Agence. Chaque société énergétique est tenue de signaler, de façon consolidée, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

---

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.

Annexe D-2

B. Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives tirées surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlement[1]. Étant donné qu'une partie du rôle de cueillette de renseignements de l'Agence est également assurée par Statistique Canada, l'ASSP et Statistique Canada ont négocié un certain nombre d'ententes de partage de données, en vertu de l'article 11 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent le fardeau que réprésente pour l'industrie l'ensemble des renseignements exigés par l'Agence. Ces renseignements sont aussi communiqués par l'ASSP à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur:

1. la propriété et le contrôle des entreprises énergétiques
2. la structure du capital
3. les mouvements internationaux de trésorerie
4. les dépenses de recherche et de développement
5. l'exploration, la mise en valeur et les prévisions de dépenses de capital
6. les statistiques financières trimestrielles des sociétés
7. les dépenses de capital et les coûts d'exploitation.

Les cinq premières catégories ont trait aux renseignements transmis à l'ASSP; les derniers comprennent des renseignements que doit transmettre l'ASSP à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production, et les redevances.

C. Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie, tels qu'évalués par l'ASSP à partir des déclarations de 122 entreprises, représentent environ 91% du total des revenus du secteur amont de l'industrie déterminé par Statistique Canada. L'écart de 9% s'explique par le fait que les entreprises dont les revenus ou l'actif sont inférieurs à des seuils fixés n'ont pas à présenter de déclaration à l'ASSP. Comme les données recueillies par l'ASSP portent sur un pourcentage élevé des revenus de l'industrie et sur toutes les entreprises, sauf les très petites, il est possible d'en tirer des conclusions qui s'appliquent à l'ensemble de l'industrie. La partie des données sur les autres indicateurs de rendement est donnée ci-dessous.

COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP
ET DES DONNÉES CUMULATIVES DE L'INDUSTRIE POUR 1986

	Pourcentage de couverture des données cumulatives de l'industrie (%)
REVENUS TIRÉS DE LA PRODUCTION AMONT	91
DÉPENSES DE CAPITAL EN AMONT AU CANADA	90
VOLUMES DE PRODUCTION	
Pétrole brut et liquides	90
Gaz naturel commercialisable	87
VOLUME DE VENTE DES PRODUITS RAFFINÉS	98

(1) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/87-462.

D. Comparaison de résultats de l'examen de l'ASSP et de Statistique Canada

Le rendement financier de l'industrie pétrolière est périodiquement comparée à celle d'autres secteurs de l'économie, à l'aide de données globales obtenues de Statistique Canada. Les données sur le revenu net et les taux de rendement donnés aux chapitres 1 et 2 du présent rapport diffèrent légèrement des résultats donnés au chapitre 3 et à l'annexe A, tableau 11, parce que ces résultats sont établis d'après des données de Statistique Canada.

Les données sur l'industrie pétrolière établies par Statistique Canada, portent sur un nombre d'entreprises supérieur à celles de l'examen de l'ASSP mais ne tiennent pas compte des entreprises du gouvernement, de même que des activités des sociétés pétrolières canadiennes à l'étranger. L'examen de l'ASSP couvre les activités globales des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés de la Couronne, dans la mesure où ces sociétés répondent aux critères minima en ce qui a trait à l'actif et aux recettes. En outre, Statistique Canada peut rectifier les données déclarées par une entreprise; l'ASSP, quant à elle, déclare les activités de l'industrie comme elles sont présentées. Par exemple, en 1983, l'amortissement d'actif d'un milliard de dollars par une entreprise contrôlée par des Canadiens a été inscrit au "poste extraordinaire" par Statistique Canada, tandis que l'Agence a accepté de considérer cette activité comme un poste "ordinaire", comme l'a déclaré l'entreprise.

En ce qui a trait au rendement, les deux organismes établissent le rendement du capital utilisé en rajoutant au revenu net la portion après impôt de l'intérêt sur la dette à long terme. Bien que l'ASSP effectue ce calcul pour chaque compagnie, à l'aide du barème fiscal réglementaire applicable à la portion de frais d'intérêts susceptible d'accroître le revenu net, le calcul des résultats globaux de l'industrie effectué par Statistique Canada est fondé sur le barème fiscal effectif, c'est-à-dire les impôts courants exprimés en pourcentage du revenu net avant impôt.

E. Détermination de la participation et du contrôle

L'Agence publie chaque année des données sur le taux de participation et de contrôle canadien de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La méthodologie et les sources de données sur lesquelles se fondent les analyses sont résumées ci-dessous.

L'Agence a adopté une définition du contrôle, qui se fonde sur la possibilité qu'ont des actionnaires canadiens ou étrangers d'exercer un contrôle éventuel sur l'ensemble des activités d'une entreprise. Bien que ce contrôle se fonde généralement sur un taux de propriété de 50 % ou plus des actions avec droit de vote, il est possible d'exercer un contrôle effectif par le biais d'une tranche de propriété plus restreinte, lorsque la majorité des droits de vote est largement répartie. Lorsque la concentration de la propriété des droits de vote ne peut suffire à établir le contrôle, on peut alors tenter de l'établir en déterminant l'existence d'options, d'actions détenues par des investisseurs privés principaux, ou d'administrateurs de liaison qui siègent aux conseils d'administration de sociétés de portefeuille associées.

Pour pouvoir déterminer le niveau de propriété à l'échelle de l'industrie, le pourcentage de l'étalon pertinent qui représente la propriété des droits de vote par des non résidents est affecté à la catégorie "propriété étrangère", tandis que le pourcentage de propriété des droits de vote détenu par des résidents canadiens est affecté à la catégorie "propriété canadienne".

Les étalons les plus communément utilisés sont les recettes amont ou l'ensemble des recettes associées aux produits pétroliers (amont plus aval). Le taux de propriété et de contrôle se mesure généralement d'après les recettes brutes, étant donné qu'elles traduisent le mieux le niveau d'activité économique et qu'elles constituent des éléments représentatifs stables des avantages économiques nets au cours d'une période donnée. Par exemple, la déduction des redevances des recettes pétrolières brutes n'aurait peu ou pas d'incidence sur la répartition relative des recettes entre les propriétaires canadiens et étrangers.

D'autres moyens de calcul existent, comme l'actif ou le capital utilisé, mais ces mécanismes affichent certaines carences, étant donné qu'ils reposent sur les valeurs au livre d'origine plutôt que sur la valeur commerciale courante, et qu'ils doivent être assujettis aux différentes techniques comptables utilisées dans l'industrie pétrolière, comme la méthode de la capitalisation du coût entier ou la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

Pour ce qui est du contrôle, l'ensemble des recettes de la société sous contrôle est affecté à la catégorie de contrôle pertinente. Par conséquent, et sans égard au pourcentage de propriété des droits de vote détenus par des non résidents, si la société est effectivement contrôlée par des non résidents, dès lors, pour fins de statistique, l'ensemble (100 %) de ses recettes est affecté au secteur sous contrôle étranger. Pour fins d'illustration, diverses sociétés intégrées mentionnées dans le présent rapport, qui sont toutes sous contrôle étranger, affichent différentes proportions de propriété canadienne (jusqu'à 30 %); toutefois, l'ensemble (100 %) de leurs recettes est affecté au secteur sous contrôle étranger, lors du calcul du niveau de contrôle étranger des recettes.

L'Agence a accès aux données sur la propriété et le contrôle recueillies en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers auprès des entreprises tenues de faire rapport en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. La Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers exige de l'ensemble des propriétaires de tranches d'actions équivalant ou supérieures à 5 % de l'ensemble des actions assorties de droits de vote qu'ils fournissent des renseignement détaillés sur le taux de propriété. Si une société visée omet de présenter une déclaration en temps opportun aux termes de cette Loi, l'Agence est autorisée, en vertu du règlement DORS/85-328 qui modifie le règlement de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, à obtenir directement les données sur la propriété et le contrôle.

F. Comparaison des résultats entre certaines périodes

L'enquête sur l'industrie pétrolière canadienne permet de comparer les résultats de la période courante aux résultats de périodes précédentes, jugées comparables. Ces comparaisons sont tributaires des modifications apportées à la liste des sociétés faisant partie du groupe "industrie", selon le groupe d'analyse dont elles font partie, soit les sociétés intégrées et le raffinage, et les producteurs de pétrole et de gaz, et selon l'état de contrôle des entreprises visées. Pour permettre d'établir des comparaisons valables entre différentes périodes, l'Agence établit de façon uniforme l'affiliation et le contrôle du groupe industriel, d'après les renseignements déclarés pour la période courante, et intègre les données d'affiliation et de contrôle aux résultats des périodes précédentes.

La liste des entreprises, c'est-à-dire les sociétés dont l'actif ou le chiffre de vente est supérieur à 10 millions de dollars, est mise à jour au cours de chaque période. Les nouvelles entreprises admissibles ne sont inscrites à l'ensemble et au groupe respectif que lorsque les résultats de deux périodes comparables sont disponibles. À l'occasion, des entreprises sont radiées du groupe industriel au cours de la période courante, soit par suite d'une acquisition ou de l'abandon des activités. Les résultats de la période précédente, tant dans le cas de l'industrie que du groupe mentionné dans le rapport de la période courante, doivent permettre de constater la suppression du nom d'une entreprise: ainsi, l'entreprise n'est pas comprise dans les résultats globaux de la période courante et précédente. Lorsque la suppression du nom d'une entreprise résulte d'une acquisition par une autre entreprise tenue de faire rapport, les résultats de l'entreprise acquise pour la période précédente sont ajoutés aux résultats de l'entreprise qui en fait l'acquisition, que l'entreprise acquise fasse ou non partie du même groupe d'analyse que l'entreprise qui en fait l'acquisition.

L'acquisition de sociétés ou l'abandon d'activités au cours de la période courante peut permettre à une entreprise d'être intégrée à un groupe analytique autre que celui auquel elle avait été affectée dans le cadre de l'examen de la période précédente. Par exemple, lorsqu'un membre d'un groupe intégré s'est départi de ses activités en aval au cours de la période courante, il peut être inclus dans le groupe des grands ou des petits producteurs, selon le cas, pour la période courante, et ses résultats à ceux de l'ensemble du groupe pour la période antérieur correspondante. Il importe de noter que l'ensemble de l'actif et des recettes de l'entreprise qui se départit de ses activités pour la période précédente, sans égard à l'élément d'activité, sont transférés au groupe d'analyse pour la période courante, en vue d'établir les résultats globaux du groupe d'analyse pour la période précédente.

Des rajustements du même ordre sont effectués dans le cas des résultats globaux du groupe d'analyse et de l'industrie dans les cas où la propriété d'une entreprise passe en des mains canadiennes ou étrangères; la nationalité des propriétaires pour la période courante détermine celle qui vaut pour la période précédente, pour fins de comparaison. Toutefois, dans la partie de l'examen qui traite de la propriété et du contrôle, l'analyse tient compte des changements au contrôle de la société visée, lorsqu'ils se produisent.

ENTREPRISES ÉNERGÉTIQUES DÉCLARANTES

AGIP Canada Ltd.
Alberta Energy Company Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Company
Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.
American Eagle Petroleums Ltd.
American Trading and Production Corporation
Anadarko Petroleum Of Canada Ltd.
Anderson Exploration Ltd.
Asamera Inc.
AT&S Exploration Ltd.
ATCOR Ltd.
Barnwell Of Canada, Limited
Bow Valley Industries Limited
Bowtex Energy Corporation
BP Canada Inc.
Bralorne Resources Limited
Canada Northwest Energy Limited
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian-Montana Gas Company Limited
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Canadian Roxy Petroleum Ltd.
Carlyle Energy Ltd.
* Chevron Canada Limited
Chevron Canada Resources Limited
Chevron Standard Limited
Chieftain Development Co. Ltd.
CN Exploration Inc.
Columbia Gas Development Of Canada Ltd.
Compagnie Générale Électrique du Canada
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.
* Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
Conwest Exploration Company Limited
Cooperative Energy Development Corporation
Coseka Resources Limited
Czar Resources Ltd.
DeKalb Petroleum Corporation
Denison Mines Limited
Dome Petroleum Limited
Dorset Energy Corporation
Drummond Oil & Gas Ltd.
Dynamar Energy Limited
Dynex Petroleum Ltd.
Encor Energy Corporation Ltd.
Enron Oil Canada Ltd.
Excel Energy Inc.
* Federated Co-operatives Limited
Forest Oil Corporation (Canada Division)
Gulf Canada Corporation
Hamilton Brothers Canadian Gas Company
Harvard International Resources Ltd.
Home Oil Company Ltd.
* Husky Oil Ltd.
Inter-City Gas Corporation
Inverness Petroleum Ltd.
* Irving Oil Limited
J.M. Huber Corporation
Kerr-McGee Corporation
Koch Exploration Canada, Ltd.
L'Énergie Canterra Ltée.
LL&E Canada Ltd.
Luscar Limited
Maligne Resources Limited
Mark Resources Inc.
Mobil Oil Canada, Ltd.
* Mohawk Oil Co. Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
North Canadian Oils Limited
Northcor Energy Ltd.
Norwich Resources Canada Ltd.
Novalta Resources Ltd.
Nova Scotia Resources Limited
Numac Oil & Gas Ltd.
Oakwood Petroleums Ltd.
Ocelot Industries Ltd.
Omega Hydrocarbons Ltd.
Page Petroleum Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
Panarctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
* Parkland Industries Ltd.
Pecten Canada Ltd.
Pembina Resources Limited
Pennzoil Petroleums Limited
* Petro-Canada Inc.
Petrorep (Canada) Ltd.
* Petrosar Limited
Phillips Petroleum Canada Ltd.
Phillips Petroleum Co. Western Hemisphere
Phillips Petroleum Resources Ltd.
Placer CEGO Petroleum Ltd.
Poco Petroleums Ltd.
Ranchmen's Resources Ltd.
Ranger Oil Limited
Renaissance Energy Ltd.
Ressources Énergétiques Norcen Limitée
Ressources Westmin Limitée
Roan Resources Limited
Saskatchewan Oil & Gas Corporation
Sceptre Resources Limited
* Shell Canada Limitée
SOQUIP
Star Oil & Gas Ltd.
Sulbath Explorations Ltd.
Sulpetro Limited
* Suncor Inc.
TCPL Resources Ltd.
* Texaco Canada Inc.
Thomson-Jensen Canada Petroleum Limited
Tintagel Energy Corporation
Total Petroleum (North America) Ltd. - Canada Division
Trans-Canada Resources Ltd.
Trillium Exploration Corporation
Trilogy Resources Corporation
Tripet Resources Limited
Triton Canada Resources Ltd.
* Turbo Resources Limited
* Ultramar Canada Inc.
Ultramar Oil and Gas Canada Limited
Union Pacific Resources
United Canso Oil & Gas Ltd.
Universal Explorations (83) Limited
Unocal Canada Ltd.
Voyager Energy Company
Wainoco Oil & Gas Limited
Webb International Minerals Inc.
Westar Petroleum Ltd.
Westburne Petroleum & Minerals Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Western Decalta Petroleum (1977) Limited

* Désigne les sociétés comprises dans le groupe 'Sociétés intégrées et raffineurs'.
Toutes les autres sociétés appartiennent à la catégorie des 'Producteurs de pétrole et de gaz'.